

Treball de Fi de Màster

**Màster Universitari en Enginyeria Industrial**

# **Optimització de l'operació de xarxes de distribució actives**

**MEMÒRIA**

**Autor:** Marc Galceran Feixas  
**Directora:** Mònica Aragüés Peñalba  
**Convocatòria:** Gener 2019

Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona





## Resum

En aquest projecte es presenta la formulació, implementació i validació d'una eina informàtica que permet la optimització de l'operació de xarxes de distribució actives. S'ha desenvolupat un algorisme genèric per xarxes elèctriques en corrent alterna que permet modelar qualsevol configuració i disposició dels elements que la formen. La xarxa estudiada és la *IEEE 33-bus test radial distribution feeder* constituïda per generació síncrona, generació fotovoltaica, bateries i càrregues distribuïdes.

S'ha utilitzat la optimització lineal entera mixta amb termes quadràtics a les restriccions (MIQCP) per desenvolupar l'algorisme d'operació de la xarxa de distribució. L'eina permet minimitzar els costos d'operació que són: cost de la generació síncrona, cost de reduir la generació renovable, cost de degradació de les bateries, cost de les pèrdues de la xarxa i cost d'importació de l'energia. L'algorisme s'ha implementat en GAMS<sup>®</sup> tot i que MATLAB<sup>®</sup> permet la introducció de les dades d'entrada i la visualització dels resultats.

L'optimització de l'operació es realitza amb tres perfils fotovoltaics diferents com també en un escenari on s'incrementa la potència renovable instal·lada. El model genera consignes de potència activa i reactiva pels generadors i sistemes d'emmagatzematge. A més, s'obté l'estat de càrrega i la profunditat de descàrrega de les bateries per cada instant de temps. Finalment, també permet conèixer la tensió dels busos i els corrents que circulen per les línies de distribució.



# Sumari

<b>RESUM</b>	<b>3</b>
<b>SUMARI</b>	<b>5</b>
<b>GLOSSARI</b>	<b>7</b>
<b>1. PREFACI</b>	<b>13</b>
1.1 Origen del projecte .....	13
1.2 Estat actual i desenvolupament .....	13
1.3 Altres contribucions .....	13
<b>2. INTRODUCCIÓ</b>	<b>15</b>
2.1 Objectius del projecte .....	16
2.2 Abast del projecte .....	17
<b>3. EVOLUCIÓ DE LES XARXES DE DISTRIBUCIÓ ELÈCTRIQUES</b>	<b>19</b>
3.1 Introducció .....	19
3.2 Xarxes de distribució passives .....	20
3.3 Generació intermitent i flexibilitat .....	21
3.4 Xarxes de distribució actives .....	23
<b>4. OPERACIÓ DE XARXES DE DISTRIBUCIÓ ELÈCTRIQUES</b>	<b>25</b>
4.1 Escenari actual .....	25
4.2 Escenari amb flexibilitat .....	25
4.2.1 Flexibilitat de la generació renovable .....	26
4.2.1.1 Model tècnic .....	26
4.2.1.2 Model econòmic .....	27
4.2.2 Flexibilitat de la generació convencional .....	28
4.2.2.1 Model tècnic .....	28
4.2.2.2 Model econòmic .....	28
4.2.3 Sistemes d'emmagatzematge d'energia .....	29
4.2.3.1 Model tècnic .....	30
4.2.3.2 Model econòmic .....	32
4.2.4 Modelització de demanda no flexible .....	33
<b>5. FORMULACIÓ DEL FLUX DE POTÈNCIA ÒPTIM</b>	<b>35</b>
5.1 Optimització del flux de potència (OPF) .....	36

5.2	Funció objectiu .....	37
5.3	Convergència de la solució .....	38
5.4	Simplificacions del model .....	38
5.5	Arquitectura del model implementat .....	39
<b>6.</b>	<b>CAS D'ESTUDI .....</b>	<b>41</b>
6.1	Descripció de la xarxa de distribució .....	41
6.1.1	Elements .....	41
6.1.2	Dades .....	43
6.2	Linealització de funcions i error comès .....	44
6.2.1	Corba de l'eficiència dels generadors convencionals .....	44
6.2.2	Corba de la pèrdua del cicle de vida de les bateries .....	45
6.3	Validació del model amb PSS/E .....	46
6.4	Resultats .....	46
6.4.1	Perfils d'irradiància .....	47
6.4.2	Escenari amb major penetració de potència fotovoltaica .....	52
	<b>CONCLUSIONS .....</b>	<b>55</b>
	Treballs futurs .....	56
	<b>PRESSUPOST .....</b>	<b>57</b>
	<b>ESTUDI DE L'IMPACTE AMBIENTAL .....</b>	<b>59</b>
	Impacte del projecte .....	59
	Aparells electrònics .....	59
	Transport .....	59
	Impacte de l'execució del projecte .....	60
	<b>AGRAÏMENTS .....</b>	<b>61</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>63</b>

# Glossari

## Paràmetres

$C_{bat}$ : cost de la bateria [€/h·p.u.).

$C_e$ : cost de l'energia [€/h·p.u.).

$C_{fgen}$ : cost fix de generació [€].

$C_{vgen}$ : cost variable de generació [€/h·p.u.)] o [€/L].

$db_{neg}$ : banda morta per  $v > 1$  de la corba Q-V [p.u.).

$db_{pos}$ : banda morta per  $v < 1$  de la corba Q-V [p.u.).

$E_{SoC}^{max}$ : capacitat màxima de la bateria [p.u.h].

$E_{SoC}^{min}$ : capacitat mínima de la bateria [p.u.h].

$E_{bat}$ : capacitat de la bateria [p.u.h].

$i_{ij}^{max}$ : corrent màxim admissible al cable [p.u.).

$k$ : paràmetre de la funció de pèrdua de cicles de vida de la bateria.

$M$ : paràmetre amb un valor molt elevat.

$n_{cycle}$ : mesura d'un cicle de la bateria respecte un de complet.

$P_{dres}$ : potència disponible del recurs renovable distribuït [p.u.).

$P_d$ : potència activa de la demanda [p.u.).

$pf$ : factor de potència de la demanda.

$pf_{max}$ : factor de potència màxim del tipus de demanda.

$pf_{min}$ : factor de potència mínim del tipus de demanda.

$P_n$ : potència de l'inici/final de tram de la corba de rendiment [p.u.).

$P_g^{max}$ : potència activa màxima del generador [p.u.).

$P_g^{min}$ : potència activa mínima del generador [p.u.].

$P_{in}^{max}$ : potència màxima de càrrega de la bateria [p.u.].

$P_{out}^{max}$ : potència màxima de descàrrega de la bateria [p.u.].

$Q_{bat}^{max}$ : potència reactiva màxima de la bateria [p.u.].

$Q_{bat}^{min}$ : potència reactiva mínima de la bateria [p.u.].

$Q_d$ : potència reactiva de la demanda [p.u.].

$Q_g^{max}$ : potència reactiva màxima del generador [p.u.].

$Q_g^{min}$ : potència reactiva mínima del generador [p.u.].

$q_{dres}^{max}$ : potència reactiva màxima del generador [p.u.].

$R_{ij}$ : resistència de la línia [p.u.].

$S_d$ : potència aparent de la demanda [p.u.].

$T$ : nombre de períodes de simulació.

$t$ : resolució temporal [h].

$V_{max}$ : tensió màxima admissible al bus [p.u.].

$V_{min}$ : tensió mínima admissible al bus [p.u.].

$v_{neg}$ : tensió de saturació per  $v > 1$  de la corba Q-V [p.u.].

$v_{pos}$ : tensió de saturació per  $v < 1$  de la corba Q-V [p.u.].

$X_{ij}$ : reactància de la línia [p.u.].

$Z_{ij}$ : impedància de la línia [p.u.].

$\alpha$ : pendent de la corba de rendiment dels generadors convencionals.

$\eta_0$ : consum inicial del generador convencional [L/(h·p.u.)].

$\eta_{bat}^{in}$ : rendiment de càrrega de la bateria.



$\eta_{bat}^{out}$ : rendiment de descàrrega de la bateria.

## Variables

$C_{conv}$ : cost d'operació dels generadors convencionals [€].

$C_{curt}$ : cost de reduir la potència fotovoltaica entregada [€].

$C_{deg}$ : cost de degradació de la bateria [€].

$C_{imp}$ : cost d'importació/exportació de l'energia [€].

$C_{loss}$ : cost de les pèrdues de les línies elèctriques [€].

$DoD$ : profunditat de descàrrega de la bateria.

$E_{SoC}$ : estat de càrrega energètic de la bateria [h·p.u.].

$i_{ij}$ : corrent del node i a j [p.u.].

$I_{ij}$ : corrent quadràtic del node i a j [p.u.].

$P_{ch}$ : potència activa a carregar a la bateria [p.u.].

$P_{dch}$ : potència activa a descarregar de la bateria [p.u.].

$P_{gen}$ : potència activa de cada generador [p.u.].

$P_{ij}$ : potència activa del node i al j [p.u.].

$P_{net}$ : potència activa consumida neta [p.u.].

$Q_{bat}$ : potència reactiva a carregar/descarrega de la bateria [p.u.].

$Q_{gen}$ : potència reactiva de cada generador [p.u.].

$Q_{ij}$ : potència reactiva del node i al j [p.u.].

$Q_{net}$ : potència reactiva consumida neta [p.u.].

$v$ : tensió del bus [p.u.].

$U$ : tensió quadràtica del bus [p.u.].

$\eta$ : rendiment del generador convencional [L/(h·p.u.)].

$\phi$ : funció de pèrdua de cicles de vida de la bateria.

### **Variables binàries**

$f_{dod}$ : funció lògica per calcular la *DoD*.

$Y$ : connexió/desconnexió dels generadors.

$Z$ : càrrega/descàrrega de la bateria.

### **Acrònims**

AC: corrent altern.

ADN: xarxa de distribució activa.

BRP: partit responsable del balanceig.

CG: generació convencional.

DC: corrent continu.

DER: recursos energètics distribuïts.

DRES: recursos renovables energètics distribuïts.

DG: generació distribuïda.

DoD: profunditat de descàrrega de la bateria.

DSO: operador del sistema de distribució.

ESS: sistemes d'emmagatzematge energètic.

GAMS: sistema general de modelatge algebraic.

HV: alta tensió.

HVDC: corrent continu en alta tensió.

LV: baixa tensió.

MIQCP: programació entera mixta amb termes quadràtics a les restriccions.

MIQP: programació entera mixta quadràtica.

MRPF: mode de regulació potència-freqüència

MRPFL-O: mode de regulació potència-freqüència limitat-sobrefreqüència

MRPFL-U: mode de regulació potència-freqüència limitat-subfreqüència

MV: mitja tensió.

OLTC: on-load tap changer.

OPF: optimització del flux de potència.

PCM: mòdul de protecció i coordinació.

RES: recursos energètics renovables.

SG: smart grid.

SoC: estat de càrrega.

TSO: operador del sistema de transport.

UE: Unió Europea.



# 1. Prefaci

## 1.1 Origen del projecte

El projecte sorgeix de l'interès de CITCEA-UPC en desenvolupar una eina informàtica que permeti optimitzar l'operació de xarxes de distribució amb penetració de generació renovable intermitent i elements flexibles. Actualment, quan es vol realitzar una optimització d'aquestes característiques, es programa un algorisme específic per la xarxa estudiada el qual no es pot reaprofitar. Això implica una despesa temporal molt important. És per aquest motiu, que es vol dissenyar un model que permeti només haver d'introduir de les dades que caracteritzen la xarxa a estudiar sense haver de modificar el codi. A més a més, s'han de poder afegir nous models o millorar els existents de forma senzilla.

## 1.2 Estat actual i desenvolupament

L'algorisme de partida és una optimització del flux de potència genèrica per minimitzar les pèrdues de la xarxa. L'algorisme és *single-period*, disposa d'un model tècnic però molt genèric de generador i no disposa de cap model econòmic. Per altra banda, no permet la definició de més d'un element de cada tipus (generador, càrregues i/o sistemes d'emmagatzematge) a un bus.

L'objectiu del projecte és millorar l'algorisme existent permetent la optimització *multi-period* dels costos d'operació de la xarxa. S'implementaran models tècnics i econòmics de generador convencional, renovable i de bateries. També s'introduirà la possibilitat de poder tenir més d'un elements del mateix tipus a cadascun del busos. La Figura 1 mostra l'estat actual i les modificacions que s'aplicaran a l'eina informàtica.

## 1.3 Altres contribucions

En paral·lel amb aquest projecte, s'estan desenvolupant models que permeten gestionar altres serveis de flexibilitat que es poden oferir dins una xarxa de distribució activa. Concretament són els models de flexibilitat de demanda (retallable, desplaçable o programable), model de transformador amb canvi de *taps* automàtic en funció de la tensió de xarxa i el model de reconfiguracions. El projecte que es descriu en aquest document no engloba tots els models de flexibilitat degut a una restricció temporal per finalitzar-lo. L'objectiu final de CITCEA-UPC és agrupar totes les contribucions esmentades en un algorisme únic que permeti la optimització de xarxes de distribució actives de forma que es minimitzin els costos d'operació.

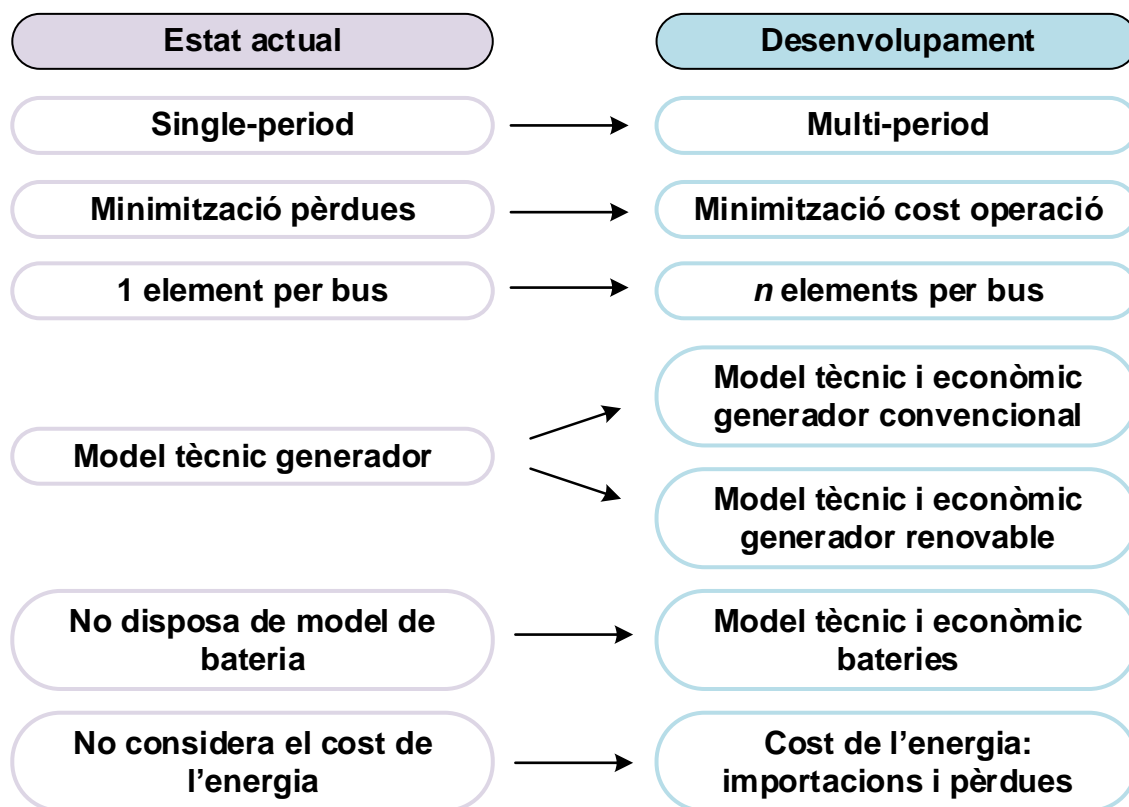


Figura 1. Modificacions a l'algorisme existent.

## 2. Introducció

Actualment, la seguretat energètica i el canvi climàtic són temes que estan prenent major rellevància en tots els sectors econòmics i polítics a nivell mundial degut a un increment de la demanda energètica per la creixent electrificació i l'augment de la contaminació atmosfèrica ocasionada principalment per l'ús d'hidrocarburs. Per aquest motiu, solucionar aquestes problemàtiques ha esdevingut una de les prioritats de la Unió Europea (UE) [1]. L'any 2007 els estats membres de la UE van acordar l'aprovació del 2020 Climate & Energy Package [2]. L'objectiu de la proposta és que pel 2020 es reduïssin un 20% les emissions de gasos d'efecte hivernacle (dels nivells de 1990), que el 20% de l'energia fos d'origen renovable i que es millorés un 20% l'eficiència energètica [3]. A falta d'un any perquè s'assoleixin els objectius marcats pel 2020, l'evolució dels problemes prèviament esmentats ha fet necessari que la Comissió Europea legisli noves polítiques energètiques pel 2030. La 2030 Climate & Energy Framework pretén reduir en un 40% les emissions de gasos d'efecte hivernacle (dels nivells de 1990), que el 27% de l'energia sigui d'origen renovable i que s'incrementi l'eficiència energètica en un 27% [4].

L'electricitat és una de les formes d'energia més importants ja que ofereix l'avantatge de ser neta, altament eficient i pràctica pels usuaris [5]. Els sistemes elèctrics permeten connectar la generació amb el consum energètic mitjançant les xarxes de transport i distribució. L'increment de la demanda d'energia elèctrica i l'augment dels problemes ambientals associats a la generació d'aquesta al món, ha implicat que els sistemes elèctrics centralitzats convencionals hagin d'afrontar reptes significatius [6]. Per aquest motiu, el desenvolupament de xarxes elèctriques intel·ligents o *smart grids* (SG) altament eficients i ambientalment respectuoses ha esdevingut un objectiu important en gran part dels països del món [7]. Les SG permeten el flux bidireccional tant de potència com d'informació per crear una xarxa avançada, distribuïda i automatitzada, que facilita l'ús de noves tecnologies permetent l'entrega d'energia de forma eficient i responent a una gran varietat de condicions i esdeveniments [8].

En aquest context, les energies renovables i la generació distribuïda (DG) han pres un paper molt important en els sistemes elèctrics. Una forta inversió en I+D+i en la millora de les tecnologies que fan possible la integració de la generació intermitent dins les xarxes elèctriques i una reducció significativa dels seus costos en els últims 20 anys, ha permès que al 2017 el 30% de l'energia elèctrica generada a Europa fos de fonts d'origen renovable (solar fotovoltaica i tèrmica, eòlia, hidroelèctrica i biomassa, principalment) [9]. La Figura 2 mostra la participació de les diferents fonts en la generació elèctrica a Europa al 2017. S'espera que les xifres de generació a partir de fonts d'origen renovable segueixin augmentant en les properes dècades. La previsió és que el mix de generació elèctrica a

Europa el 2050 estarà compost per un 60-65% de renovables [10].

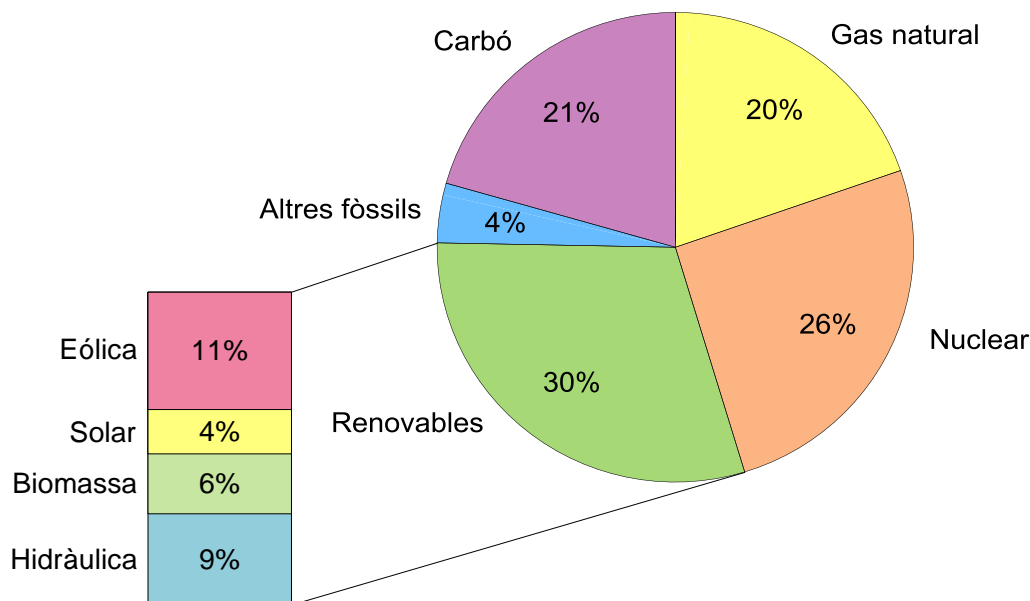


Figura 2. Mix de generació a Europa al 2017. Font: [9]

La integració de recursos energètics distribuïts (DER) com la generació eòlica i fotovoltaica, plantes de cogeneració i sistemes d'emmagatzematge energètic (ESS) permetran reduir les emissions de carboni, millorar la qualitat del subministrament, la fiabilitat i augmentar l'eficiència energètica [11]. A més a més, els DER permeten reduir la necessitat d'expansió dels sistemes elèctrics en escenaris on augmenta la demanda energètica. No obstant, degut a un elevat nombre de DER, els quals tenen associada una major variabilitat i incertesa comparada amb la generació convencional (CG), s'incrementa la complexitat de l'operació i control de la xarxa [12]. Les xarxes de distribució actives (ADN) permeten que l'operador del sistema de distribució (DSO) pugui gestionar els fluxos de potència bidireccionals utilitzant topologies flexibles de xarxa [13]. Les ADN, per tant, possibiliten la gestió intel·ligent de l'operació i el control de la combinació de DER (generadors, càrregues i emmagatzematge) que disposa la xarxa.

## 2.1 Objectius del projecte

L'objecte del projecte és desenvolupar una eina informàtica per a l'optimització de l'operació i control d'ADNs amb els models tècnics i econòmics que la componen de forma eficient i efectiva. Per tant, haurà de permetre definir qualsevol xarxa indiferentment del nombre i tipus d'elements que la formen. La interfície on l'usuari haurà d'introduir els paràmetres per definir la xarxa serà MATLAB mentre que la optimització s'executarà en GAMS. Mitjançant l'estructuració dels elements que formen l'ADN i definint un model matemàtic genèric, es crearà un codi que permeti l'addició de nous models (tipus de generador, càrrega, sistema



d'emmagatzematge, entre d'altres) de forma senzilla i sense haver de modificar el model existent.

Per validar el model matemàtic de xarxa elèctrica, es definirà la mateixa xarxa en PSS/E per comparar que el flux de potència i les tensions obtingudes en ambdós programes són les mateixes. Per últim, a partir d'un cas d'estudi s'analitzaran alguns paràmetres rellevants de l'optimització: s'estudiarà la contribució de cadascun dels generadors distribuïts i bateries a l'energia generada, s'analitzarà el comportament de la bateria, la seva degradació degut a la profunditat de descàrrega, també s'analitzaran les tensions d'alguns busos, la potència reactiva injectada i s'analitzaran els costos d'operació de la xarxa. Aquest cas d'estudi s'optimitzarà i analitzarà amb un perfil de demanda fix per tres perfils fotovoltaics diferents i un escenari amb major penetració de generació renovable.

## 2.2 Abast del projecte

Una xarxa de distribució activa està formada per múltiples sistemes de control com poden ser el sistema de gestió de flexibilitat o el mòdul de protecció i coordinació (PCM). No obstant, en aquest projecte s'estudiarà exclusivament la gestió de flexibilitat. L'optimització de l'operació es realitzarà *offline* amb previsions de demanda i generació renovable disponible ja que l'objectiu és la planificació dels elements distribuïts a un dia vista. El criteri per a l'optimització requerit ha estat el de minimitzar els costos d'operació dels elements que formen part de la xarxa de distribució. En el cas d'estudi, els costos provenen de l'operació de la generació renovable, convencional i de les bateries, així com de les importacions i exportacions i pèrdues elèctriques en els conductors.

El projecte es centra en la planificació de l'operació d'una xarxa elèctrica. Queda fora de l'abast el dimensionament, elecció de la tecnologia i ubicació dels equips de la xarxa. També queda fora de l'abast la implementació d'altres elements (que no siguin generadors o bateries) que permeten oferir flexibilitat a una xarxa elèctrica. Per altra banda, degut a la formulació de l'OPF i la resolució temporal de l'estudi, no s'analitza la freqüència ni aspectes transitoris d'operació. Per últim, s'ha considerat la classificació dels mòduls de generació elèctrica i el suport a la tensió definits a la directiva (UE) 2016/631 [14] i la proposta de procediments d'operació 12.2 (P.O.12.2) espanyola [15] que sorgeix de la directiva. No s'ha considerat el P.O.12.2 actual [16] degut a que es preveu que sigui derogat al llarg de 2019.



## 3. Evolució de les xarxes de distribució elèctriques

### 3.1 Introducció

El primer sistema elèctric complet (format per generador, cable, fusible, comptador i càrregues) va ser construït l'any 1882 a la ciutat de Nova York per Thomas Edison [17]. La xarxa era en corrent continu (DC) a 110 V i comprenia una àrea d'1,5 km de radi. Tot hi que als primers inicis de les xarxes elèctriques es va estendre l'ús de sistemes DC, les limitacions d'aquests sistemes van fer-se notoris al 1886. Amb la posta en marxa de les primeres xarxes de transmissió en corrent altern (AC) al 1889 a Oregon (EEUU) [18], va començar un debat sobre l'estandardització dels sistemes elèctrics en DC o AC. A finals del segle XIX, els sistemes AC es van acabar imposant sobre els DC ja que es podia transformar fàcilment els nivells de tensió, els generadors en AC eren més senzills que els DC com també perquè els motors AC eren més senzills i econòmics que els DC.

En l'actualitat, els sistemes elèctrics segueixen utilitzant majoritàriament l'AC tot i que en algunes aplicacions s'utilitza el corrent continu en alta tensió (HVDC) [19]. En els sistemes AC clàssics poden variar tant en mida com en components tot i que tots tenen característiques semblants:

- Generació, transmissió i càrregues d'ús industrial en AC trifàsic. Càrregues domèstiques en monofàsic.
- Operació a tensió i freqüència constant.
- Ús de generació síncrona per la generació d'electricitat. Aquestes centrals convencionals utilitzen energia fòssil, nuclear o hidràulica com a recurs primari i amb potències de centenars de MW [20].
- Transmissió de la potència generada al través de llargues distàncies fins arribar als consumidors.

El desenvolupament de les xarxes elèctriques al segle XX va seguir l'estructura que mostra la Figura 3: xarxa de transport, xarxa de subtransport, xarxa de distribució en mitja tensió (MV) i xarxa de distribució en baixa tensió (LV) [13]. Cadascuna de les xarxes té la seva funció i es construeixen i operen utilitzant diferents criteris i normes. Per una banda, les xarxes de transport serveixen per unir i transportar l'energia provinent de la CG centralitzada a tensions entre 225 fins 765 kV per reduir les pèrdues òhmiques. Aquestes xarxes estan operades i mantingudes per l'operador del sistema de transport (TSO). Les xarxes de subtransport, per la seva banda, interconnecten les xarxes de transport amb les de

distribució. Per últim, les xarxes de distribució són de topologia radial amb nivells de tensió a MV i LV permetent fer arribar l'energia als consumidors. Els nivells de tensió de la part de MV acostumen a estar compresos entre els 11 i els 33 kV mentre que la LV sol operar-se a 400 V tot i que existeixen altres tensions utilitzades a la pràctica. La planificació, construcció, operació i manteniment de la xarxa de distribució és duta a terme pel DSO.

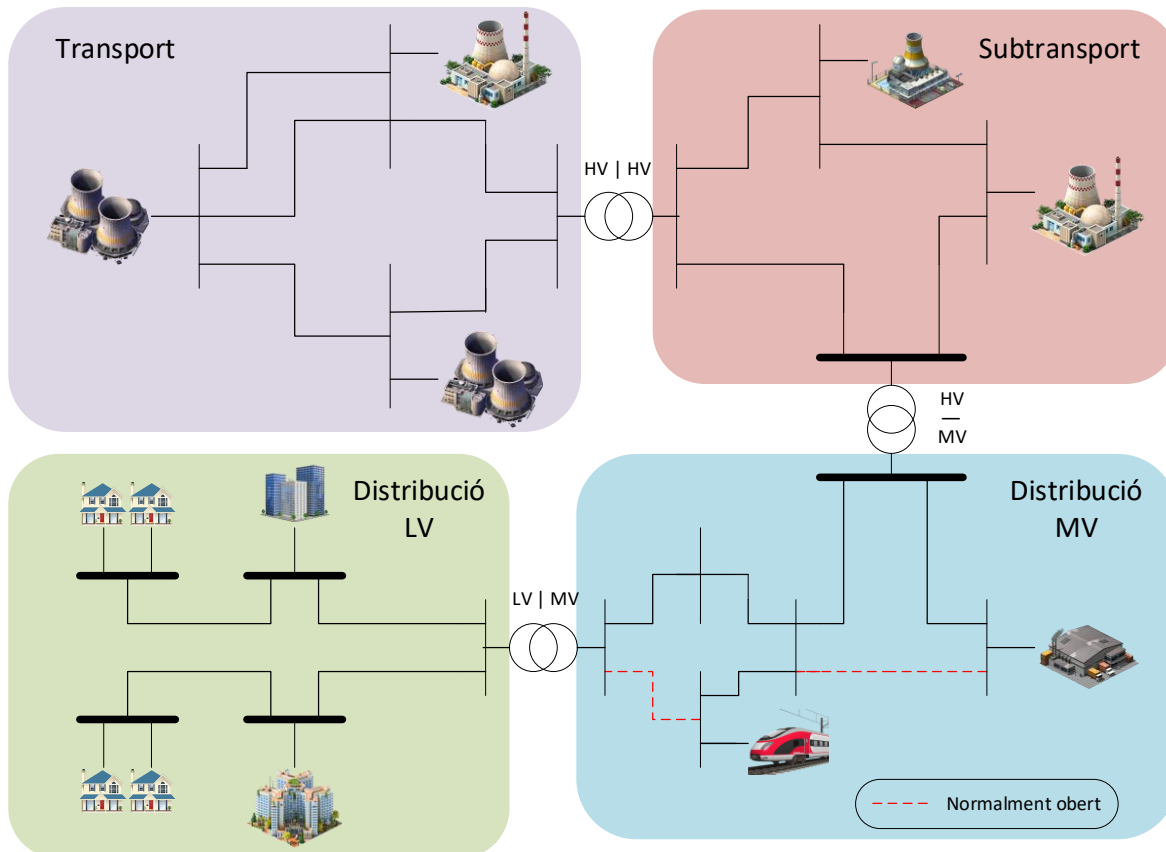


Figura 3. Estructura generalitzada d'un sistema elèctric.

### 3.2 Xarxes de distribució passives

Durant molts anys, els DSO han planificat, construït i operat les seves xarxes de forma passiva utilitzant l'aproximació de “seguiment de la demanda predita de la xarxa” [21]. En altres paraules, s'actua sobre la xarxa en funció de l'evolució de la demanda. Durant la operació de les xarxes de distribució en MV, el DSO pot modificar la configuració de la xarxa mitjançant l'obertura o tancament de línies. En general, aquests canvis són deguts a variacions estacionals de generació o demanda i per tasques de manteniment. Per una altra banda, l'operació en temps real utilitza els *on-load tap changers* (OLTC) per regular la tensió en els nodes de la xarxa de distribució. Els OLTC permeten regular la tensió del secundari del transformador, i conseqüentment la tensió aigües avall, mitjançant la modificació de la relació de transformació de la subestació. L'estratègia de regulació que utilitzen els OLTC es

basa en el principi que la tensió de la xarxa disminueix a mesura que ens allunyem aigües avall de la subestació. Aquest supòsit és vàlid en xarxes on no hi ha DG, permetent mantenir la tensió dels nusos dins els límits que marca la normativa. Per tant, en escenaris on s'incorpori DG de forma substancial a la xarxa de distribució, aquest principi ja no serà vàlid i, s'hauran de buscar noves estratègies per operar la xarxa.

Els dos mètodes d'operació explicats són considerats passius tot i que es pugin gestionar de forma automàtica. Això es deu a que en ambdós problemes l'operació i la planificació de la xarxa es solucionen de forma reactiva.

### 3.3 Generació intermitent i flexibilitat

Actualment, hi ha dos problemes que dificulten l'operació del DSO mitjançant els mètodes vigents, la integració de les fonts energètiques renovables distribuïdes (DRES), degut a la variabilitat del recurs, i la desregulació. El primer, ha tingut un increment important en la potència instal·lada al sistema elèctric europeu des del 2009 per l'objectiu 20/20/20 [2] el qual ha fet necessari el desenvolupament d'un nou marc normatiu dins la Unió Europea a nivell de codis de xarxa per generadors, el Reglamento (UE) 2016/631 [14]. La Figura 4 mostra l'increment de generació renovable des que es va aplicar aquesta política energètica fins l'objectiu del 2020. El segon –la desregulació–, comença a desenvolupar-se a partir de l'entrada en vigor de la directiva europea 96/92/EC [22] al 1999. Segons [23], la desregulació consisteix en l'eliminació dels privilegis que disposen algunes empreses en mercats dominats per monopolis per la prestació dels tradicionals serveis públics. En el cas del sector elèctric aquests serveis eren la producció, el transport, la distribució d'energia elèctrica. Aquesta liberalització del mercat elèctric ha permès l'entrada i creació de nous actors. A continuació es defineixen tant els nous com els existents.

*Usuari de la xarxa:* són tots els usuaris que accedeixen a la xarxa per injectar (productors) o consumir (consumidors) electricitat.

*Operador del sistema:* són els responsables de planificar, dissenyar, construir, operar i mantenir el sistema elèctric. L'operador de la xarxa de distribució és el DSO i a la de transport el TSO.

*Regulador:* són les autoritats públiques independents. La seva responsabilitat és regular el TSO i DSO per evitar discriminació de tracta entre diferents productors.

*Agregador:* és un nou actor que té com a funció supervisar la compra/venta de flexibilitat al mercat elèctric o amb contractes bilaterals entre l'operador del sistema i els consumidors/productors.

*Partit responsable del balanceig (BRP):* són els actors que tenen a la seva cartera un conjunt de generadors i consumidors en una regió delimitada. La seva responsabilitat és aconseguir acords financers pels desbalancejos entre generació i consum de la zona.

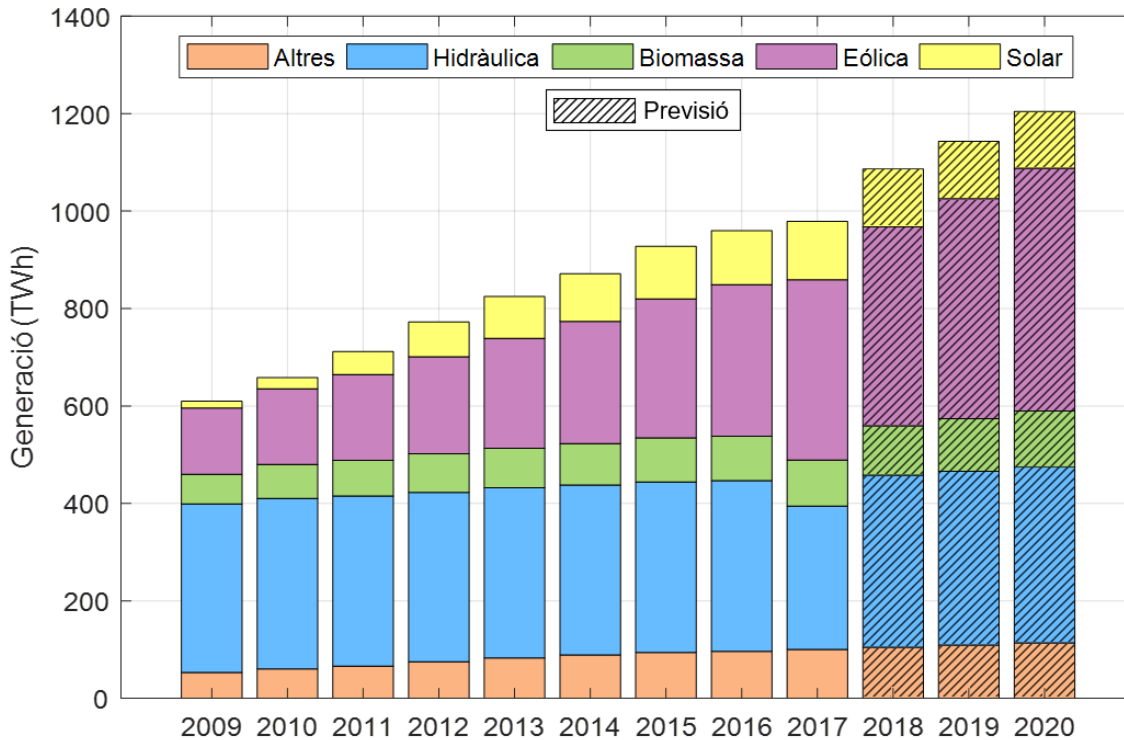


Figura 4. Generació renovable a Europa 2009-2020. Fonts: [24] i [25]

La flexibilitat operacional és una característica important dels sistemes elèctrics que permet mitigar les pertorbacions com talls de subministrament o desviacions en el balanç de potència de la xarxa. Aquests desajustos poden ser ocasionats tant per errors en la previsió de la potència injectada pels RES, essencialment aerogeneradors i unitats fotovoltaïques, com també en la potència absorbida per les càrregues del sistema [26]. A continuació, s'enumeren les diferents fonts de flexibilitat dels sistemes elèctrics. Per la banda de la generació, les centrals convencionals permeten una resposta dinàmica ràpida de la potència entregada mentre que els RES poden reduir la potència activa de sortida en un període de temps determinat. Per la banda del consum, es pot adaptar la corba de demanda (desconnectant, reduint o desplaçant càrregues) per absorbir les fluctuacions de la generació intermitent. A més a més, els ESS (com l'emmagatzematge hídric, les bateries o el vehicle elèctric), els OLTC o la reconfiguració de la xarxa també permeten oferir flexibilitat en l'operació. Els serveis de flexibilitat esmentats tenen un cost associat que el DSO ha d'avaluar per tal de gestionar la xarxa elèctrica de forma òptima. L'agregador, per la seva banda, és l'encarregat de supervisar les operacions comercials de flexibilitat.

### 3.4 Xarxes de distribució actives

La integració massiva de generació intermitent i l'aparició de nous actors al sistema elèctric ha obligat a reformular l'operació i la planificació de les xarxes de distribució. Les ADN podrien solucionar les problemàtiques a les que s'hauran d'enfrontar els DSOs en aquest escenari. Segons [27], les ADN són xarxes de distribució que disposen de sistemes per controlar la combinació de DER (generadors, càrregues i emmagatzematge). El DSO pot gestionar els fluxos de d'energia utilitzant topologies de xarxa flexibles. Els DER tenen la responsabilitat de participar al suport del sistema amb un grau d'actuació que dependrà del marc regulatori i dels acords de connexió existents. La Taula 1 mostra una comparativa entre les característiques principals de les xarxes actives i passives.

Taula 1. Característiques de les xarxes de distribució actives i passives.

Xarxa de distribució activa	Xarxa de distribució passiva
Alt nivell de comunicacions	Comunicacions estàndards
Topologia de xarxa flexible (ràpida reconfiguració)	Topologia de xarxa flexible d'ús estacional
Flux de potència bidireccional	Flux de potència unidireccional
Generació distribuïda	Generació convencional
Gestió de la demanda	Control ocasional de la demanda
Control de l'estabilitat de la xarxa i del flux de potència	Control de l'estabilitat de la xarxa
Operació de la xarxa considerant tant els DER com la flexibilitat	Operació de la xarxa en funció la demanda

La definició d'ADN proposada anteriorment només contempla l'operació de la xarxa de distribució deixant de banda aspectes igualment rellevants com són la planificació o el manteniment. És per aquest motiu que en una SG el DSO gestiona les tres àrees (operació, planificació i manteniment) mitjançant l'oferta de serveis en diferents dominis temporals. En la planificació a llarg termini, el DSO ofereix l'*optimització del desenvolupament de la xarxa utilitzant flexibilitat, elabora el full de ruta per la planificació anual, contractes per l'accés a la xarxa amb limitació de potència i programa la renovació i manteniment dels equips*. La planificació a curt termini inclou la *optimització del programes de treball amb TSO i productors i optimització de l'operació de la xarxa*. I, en el rang temporal comprès des del llarg termini fins a temps real, el DSO ofereix la *gestió de les operacions amb el TSO, la verificació i gestió de l'impacte de la flexibilitat contractada als mercats i l'operació d'un mercat de la xarxa de distribució per la compra/venda de flexibilitat*. D'entre els serveis esmentats, aquest projecte es centra en l'optimització de l'operació i la planificació de la xarxa ja que son claus per garantir el segur funcionament d'aquesta. L'eina que es planteja permet al DSO solucionar les violacions de les restriccions de la xarxa mitjançant l'ús de flexibilitat de manera rentable.





## 4. Operació de xarxes de distribució elèctriques

La planificació de l'operació de les xarxes elèctriques ha esdevingut un problema d'optimització multiobjectiu en el que la funció objectiu inclou els costos de generació, transport, flexibilitat i qualitat del subministrament. Aquesta funció ha de ser minimitzada alhora que ha de complir restriccions tècniques associades amb les característiques dels dispositius elèctrics. L'increment en la complexitat de la planificació degut a la introducció dels RES ha requerit el desenvolupament de potents tècniques d'optimització que permeten augmentar l'estalvi econòmic de la xarxa. En aquest context, la flexibilitat és possiblement la clau per la integració dels RES intermitents distribuïts en les ADN [13].

### 4.1 Escenari actual

La flexibilitat, compresa en el domini de la generació elèctrica i la gestió de la xarxa de transport, ha existit en els sistemes elèctrics durant molts anys. Essencialment es refereix a les reserves energètiques, les reconfiguracions i els OLTCs. No obstant, aquestes accions no es consideren flexibilitat ja que no s'activen degut a una senyal externa provinent d'una optimització del seu ús sinó que es gestionen quan apareixen problemes a la xarxa.

En el context on la generació intermitent té una integració ràpida a nivell tant de transport com de distribució, la gestió passiva de la xarxa pot ser insuficient per solucionar congestions i violacions de les restriccions fent necessària la construcció noves línies elèctriques i altres infraestructures. Considerant la flexibilitat en la planificació, s'ha demostrat que és possible reduir o evitar el sobredimensionament de la xarxa. Tot hi que aquesta solució es preveu efectiva, la seva implementació requereix d'una normativa que permeti l'accés dels DSOs a la flexibilitat i als mercats de flexibilitat, com també una millora de la observabilitat de la xarxa de distribució. A l'actualitat, existeixen barreres regulatòries i d'infraestructura que impedeixen l'ús de flexibilitat per part dels principals DSOs europeus. No obstant, en països com França o Noruega, ja s'estan desenvolupant pilots en els quals el DSO pot gestionar la flexibilitat.

### 4.2 Escenari amb flexibilitat

Les futures ADN requeriran l'ús de flexibilitat per poder operar sense posar en risc la continuïtat i qualitat del subministrament elèctric. L'operador d'aquesta xarxa, el DSO, podrà activar la flexibilitat disponible en propietat com la d'altres actors, tal i com es proposa a [28]. La Taula 2 classifica la propietat dels tipus de flexibilitat descrits a l'apartat 3.3 en interna o externa al DSO. És important garantir que el DSO no mostri preferència a l'hora d'escollir flexibilitat sinó que s'ha de basar en criteris objectius. Per aquest motiu, és necessari que el

regulador supervisi el mercat de flexibilitat.

*Taula 2. Classificació de la propietat de la flexibilitat.*

Interna al DSO	Externa al DSO
Reconfiguració de les línies elèctriques	Injecció de potència activa i injecció/consum de la reactiva dels DRES
Modificació de la relació de transformació de les subestacions (OLTC)	Gestió de la potència activa de les càrregues
Injecció/consum de la potència activa de les bateries	

Cadascun dels dispositius connectats a la xarxa de distribució que disposen de flexibilitat i participen d'aquest mercat directa o indirectament, per exemple mitjançant l'agregador, han de tenir un model tècnic i econòmic definits. A continuació, es desenvolupen aquests models tant per la flexibilitat interna com externa del DSO.

#### 4.2.1 Flexibilitat de la generació renovable

El reglament [14] de la UE estableix que els DRES connectats a la xarxa de distribució han de participar al suport del sistema elèctric. Això implica que han de ser capaços de regular la tensió com la potència reactiva injectada en el punt de connexió del generador. A més a més, els DRES han de disposar de la capacitat de reduir la potència activa injectada en certes condicions. Cadascuna de les accions descrites requereixen d'un model de flexibilitat diferent. A continuació es descriuen tant el model tècnic com l'econòmic pels DRES.

##### 4.2.1.1 Model tècnic

El nou reglament [14] contempla que el DSO requereixi la injecció o consum de potència reactiva en funció de la potència activa produïda pel DRES. Seguint el model proposat pel 2016/613, la capacitat d'entregar potència reactiva per unitats renovables connectades al nivell de distribució ha de comprendre's entre el -35% i el 40% de la potència activa entregada. Aquesta compensació ha de ser automàtica i en funció de la tensió al punt de connexió per nous generadors. El codi de xarxa exigeix una banda morta de tensions que, a partir de la qual es comença a injectar/consumir potència reactiva mitjançant una rampa que satura al valor màxim de reactiva descrit anteriorment. El model d'injecció/consum de potència reactiva es representa a les equacions ( 1 ) – ( 2 ), i es mostra a la Figura 5. Tots els paràmetres del model són configurables per ajustar-los al codi de xarxa per generadors que correspongui a cada país. En aquest model es considera flexibilitat la capacitat del DRES a modificar el seu setpoint de  $Q_{gen}$  en funció de la tensió al node de connexió.

$$-q_{min} \cdot P_{gen}(t) \leq Q_{gen}(t) \leq q_{max} \cdot P_{gen}(t) \quad (1)$$

$$\begin{cases} Q_{gen}(t) = \frac{q_{max} \cdot P_{gen}(t)}{db_{qpos} - v_{pos}} \cdot (db_{qpos} - v) & v < db_{qpos} \\ Q_{gen}(t) = \frac{q_{min} \cdot P_{gen}(t)}{db_{qneg} - v_{neg}} \cdot (v - db_{qneg}) & v > db_{qneg} \\ Q_{gen}(t) = 0 & db_{qneg} \leq v \leq db_{qpos} \end{cases} \quad (2)$$

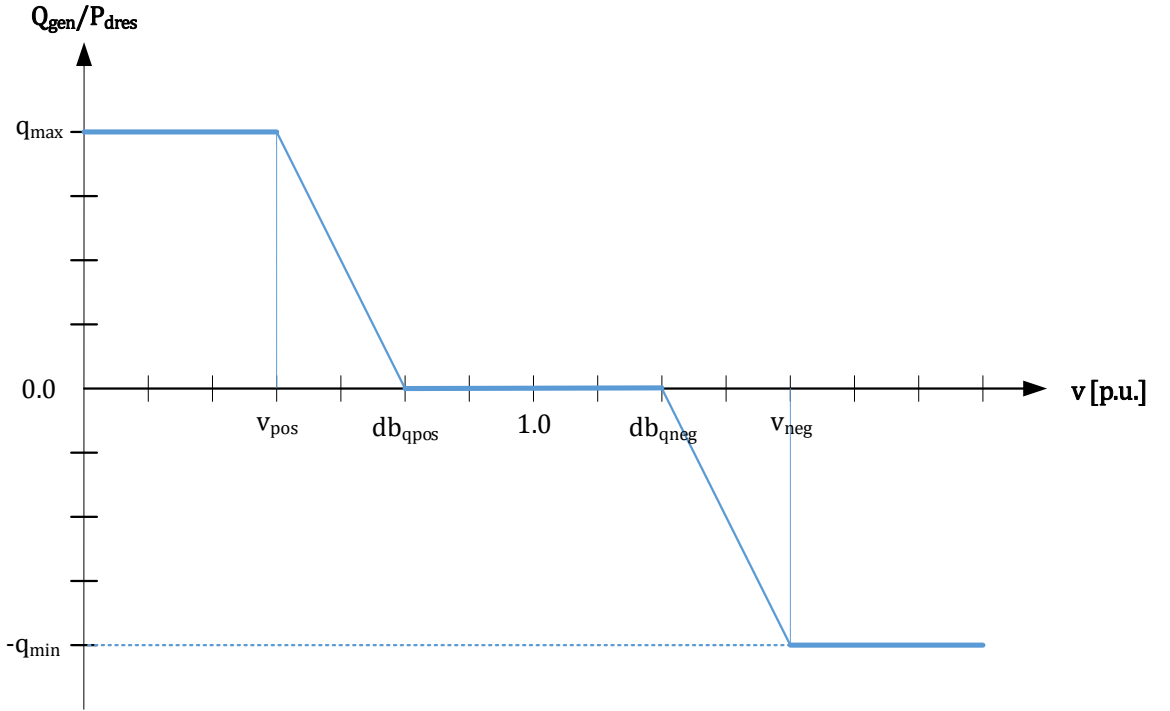


Figura 5. Flexibilitat del DRES a injectar/consumir potència reactiva.

La capacitat de reduir com incrementar la potència activa injectada pel DRES també es contempla al reglament 2016/613. El model de generació es mostra a l'equació ( 3 ).

$$P_{dres}(t) \geq P_{gen}(t) \quad (3)$$

#### 4.2.1.2 Model econòmic

La injecció de potència reactiva dels DRES es realitza a cost zero degut als contractes de connexió a la xarxa de distribució en MV que estipulen que els generadors mencionats han de disposar de la capacitat de compensar la potència reactiva. Per tant, en aquest model no es considera un cost per aquest requeriment.

Es considera una penalització econòmica al DSO per la reducció de la potència activa dels DRES. Això succeeix perquè s'aniria en contra de les polítiques tant de la UE com nacionals per la integració dels DRES. No obstant, tècnicament és possible reduir la potència injectada des del valor màxim disponible ( $P_{dres}$ ) fins a 0. L'equació ( 4 ) mostra el model econòmic de

la injecció de potència activa a la xarxa.

$$C_{curt}(t) = (P_{dres}(t) - P_{gen}(t)) \cdot \Delta t \cdot C_{vgen} \quad (4)$$

#### 4.2.2 Flexibilitat de la generació convencional

Tot i que la tendència és la integració de generació del DRES a la xarxa de distribució, en algunes aplicacions és possible trobar generadors síncrons y asíncrons connectats a la xarxa de distribució. Per aquest motiu, s'han definit els models tècnics i econòmics que els representen.

##### 4.2.2.1 Model tècnic

D'igual forma que els DRES, la CG també permet oferir flexibilitat amb la injecció/consum de potència reactiva i increment/reducció de l'activa. Els models representats a l'apartat 4.2.1.1 són igualment vàlids per aquests generadors.

##### 4.2.2.2 Model econòmic

La injecció/consum de potència reactiva o reducció de potència activa es realitza a cost zero. Per tant, el model econòmic no contempla aquest cost. El cost de generació, per la seva banda, es determina mitjançant el cost operacional de la planta. L'equació ( 5 ) mostra el model de costos per la generació d'una central convencional.

$$C_{conv}(t) = C_{fgen} + P_{gen}(t)/\eta(t) \cdot \Delta t \cdot C_{vgen} \quad (5)$$

$C_{fgen}$  és el cost fix d'operació d'una central convencional,  $C_{vgen}$  el variable i  $\eta$  el rendiment del generador per cada potència de sortida els quals es defineixen a ( 6 ) i es mostra a la Figura 6.

$$\eta(t) = \begin{cases} 0 & 0 \leq P_{gen}(t) \leq P_0 \\ \eta_0 + \alpha_1 \cdot (P_{gen}(t) - P_0) & P_0 < P_{gen}(t) \leq P_1 \\ \eta_0 + \alpha_1 \cdot (P_1 - P_0) + \alpha_2 \cdot (P_{gen}(t) - P_1) & P_1 < P_{gen}(t) \leq P_2 \\ \eta_0 + \alpha_1 \cdot (P_1 - P_0) + \alpha_2 \cdot (P_2 - P_1) + \alpha_3 \cdot (P_{gen}(t) - P_2) & P_2 < P_{gen}(t) \leq P_3 \end{cases} \quad (6)$$

$$0 < \alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3 \quad 0 < P_0 < P_1 < P_2 < P_3$$

S'ha de tenir en compte que el cost fix dels generador dièlsels només s'aplica en l'encesa del mateix. És per aquest motiu que s'ha implementat una equació mitjançant lògica binària perquè aquest cost només comptabilitzi en l'engegada. La Taula 3 mostra la taula de la veritat i l'equació ( 7 ) l'equació que en resulta.

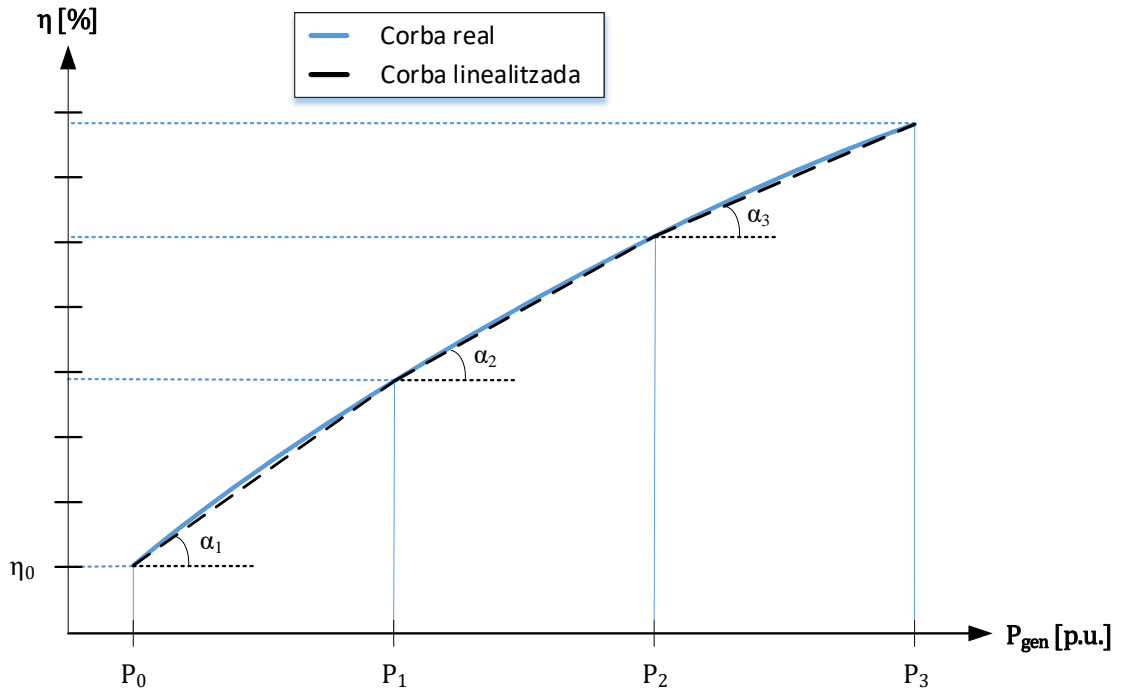


Figura 6. Perfil del rendiment respecte la potència útil d'un CG.

Taula 3. Taula de la veritat de l'encesa del generador dièsel.

$f(Y)$	$Y(t)$	$Y(t-1)$
0	0	0
0	0	1
1	1	0
0	1	1

$$f(Y) = Y(t) \cdot (1 - Y(t-1)) \quad (7)$$

Per tant, el cost fix queda modelat segons (8).

$$C_{conv}^{fix'} = C_{conv}^{fix} \cdot f(Y) \quad (8)$$

El model econòmic pel cas del generador del bus slack queda definit per l'equació (9).

$$C_{imp}(t) = P_{gen}^{slack} \cdot \Delta t \cdot C_e \quad (9)$$

#### 4.2.3 Sistemes d'emmagatzematge d'energia

Ni a l'actual reglament de generació EU 2016/631 [14] ni al de demanda EU 2016/1388 [28]

es contemplen els sistemes d'emmagatzematge d'energia que poden tant injectar com consumir. No obstant, s'estan desenvolupant codis de xarxa tant a nivell europeu com nacional per regular aquests dispositius. Aquesta tendència es deu a que esdevenen indispensables per compensar la variabilitat dels DRES a la xarxa de distribució.

Aquest model se centra en les bateries i deixa de banda altres ESS com el bombeig, volants d'inèrcia o supercondensadors. El primer es desestima degut a que acostuma a estar connectat a la xarxa de transport mentre que les altres dues tecnologies s'utilitzen per regular variacions ràpides de potència. Per tant, aquestes últimes no entren dins la planificació d'operació a llarg termini d'una xarxa.

Les bateries consisteixen en un equip electroquímic i un d'electrònica de potència que permet convertir i emmagatzemar energia. Aquests sistemes permeten millorar la planificació de l'operació de les xarxes de distribució mitjançant el control dels fluxos de potència, regulant tensions i suavitzar les variacions de potència activa dels DRES. A continuació es mostra un model tècnic i econòmic genèric per les bateries.

#### 4.2.3.1 Model tècnic

La interacció entre una bateria i la xarxa de distribució pot descriure's com l'agregat de la pròpia bateria i un convertidor com es mostra a la Figura 7. Els paràmetres que modelen el comportament d'aquest flux de potència són l'estat de càrrega (SoC) de la bateria ( $E_{SoC}$ ), la potència amb que s'emmagatzema energia ( $P_{ch}$ ), la potència que s'injecta a la xarxa ( $P_{dch}$ ), i els seus respectius rendiments ( $\eta_{bat}^{in}$  i  $\eta_{bat}^{out}$ ). La capacitat d'entrega de potència d'aquest dispositiu queda limitat tant per la capacitat de conversió de la bateria com també pels equips d'electrònica de potència del convertidor.

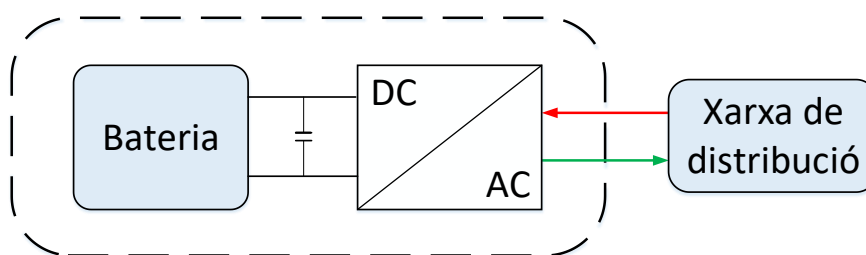


Figura 7. Esquema de la instal·lació de bateries.

L'equació ( 10 ) defineix l'estat de càrrega de la bateria per a cada instant de temps. Per una altra banda, l'equació ( 11 ) fixa els límits superiors i inferiors del SoC de la bateria per evitar escurçar la vida útil de la bateria. Per altra banda, també s'ha de limitar la descàrrega de corrent que normalment s'expressa com a C-rate. El C-rate és una mesura de la velocitat de descàrrega de la bateria relativa a la seva capacitat màxima. Per poder menysprear la degradació degut a *ramp-rates* excessius, es limiten ambdós valors a un valor de C-rate de

C/2 [30]. Les equacions ( 12 ) - ( 13 ) fixen les rampes de potències màximes de càrrega i descàrrega. Cal tenir en compte que la càrrega o descàrrega de la bateria no es poden produir de forma simultània.

$$E_{SoC}(t) = E_{SoC}(t-1) + P_{ch}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{bat}^{in} - P_{dch}(t) \cdot t / \eta_{bat}^{out} \quad (10)$$

$$E_{SoC}^{min} \leq E_{SoC}(t) \leq E_{SoC}^{max} \quad (11)$$

$$P_{ch}(t) \leq P_{in}^{max} \quad (12)$$

$$P_{dch}(t) \leq P_{out}^{max} \quad (13)$$

La profunditat de descàrrega (DoD) és un paràmetre que influeix directament en la vida útil de les bateries [29]. És per aquest motiu que s'ha limitat el seu valor per garantir que els equips duraran els cicles requerits amb l'equació ( 11 ). Per poder calcular la DoD s'ha implementat un comptador de mitjos cicles. Aquest, utilitza la lògica binària de canvi d'estat de la bateria per determinar quan comença i quan acaba el cicle. La lògica empleada es mostra a la Taula 4 i s'implementa amb l'equació ( 14 ). Finalment, l'equació ( 15 ) permet calcular la profunditat de descàrrega.

$$Z = 1 \rightarrow \text{càrrega}; Z = 0 \rightarrow \text{descàrrega}$$

Taula 4. Canvi d'estat de la bateria.

$f(Z)$	$Z(t)$	$Z(t-1)$
1	0	0
0	0	1
0	1	0
1	1	1

$$f_{dod}(Z) = Z(t) \cdot Z(t-1) + (1 - Z(t)) \cdot (1 - Z(t-1)) \quad (14)$$

$$DoD(t) = DoD(t-1) \cdot f_{dod}(Z) + \left| \frac{E_{SoC}(t) - E_{SoC}(t-1)}{E_{bat}} \right| \quad (15)$$

Perquè el comptador funcioni correctament, s'ha de considerar la indeterminació del valor de Z quan la bateria ni carrega ni descarrega (pot valer tant 0 com 1). Per aquest motiu, s'han implementat dues restriccions, ( 16 ) i ( 17 ), que permeten que el valor de Z, en càrrega i descàrrega igual a 0, valgui el valor de l'estat anterior. On el valor de M d'ambdues equacions és un valor molt gran.

$$Z(t) \leq Z(t-1) + [P_{ch}(t) + P_{ach}(t)] \cdot M \quad (16)$$

$$Z(t) \geq Z(t-1) - [P_{ch}(t) + P_{ach}(t)] \cdot M \quad (17)$$

#### 4.2.3.2 Model econòmic

El model econòmic de la bateria considera la pèrdua del cicles ( $\phi$ ) al llarg de la vida útil de la bateria degut a la DoD. La funció s'ha extret de [30] i es pot expressar mitjançant l'equació (18) la qual té una forma no-lineal. Per implementar-ho al model d'optimització, s'ha de linealitzar amb n número de trams. La Figura 8 mostra la pèrdua cicles de vida de la bateria en funció de la profunditat de descàrrega i el número de cicles totals que podria realitzar si es descarregués amb una profunditat de descàrrega fixa.

$$\phi(DoD) = k_1 \cdot DoD^{k_2} \quad (18)$$

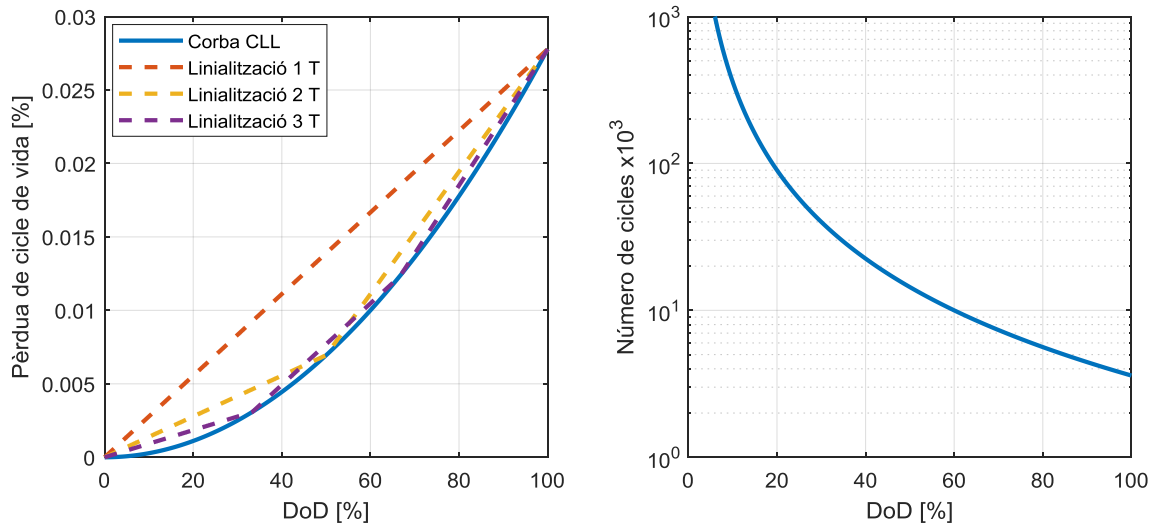


Figura 8. a) Pèrdua de cicles de vida degut a la DoD. b) Nombre de cicles en funció de la DoD.

El cost de degradació de la bateria ( $C_{deg}$ ) de la bateria s'ha extret de [30] i s'expressa segons l'equació (19). Per calcular-lo es necessita el cost d'adquisició de la bateria ( $C_{bat}$ ) i el rendiment de descàrrega de la bateria ( $\eta_{bat}^{out}$ ). Com que s'utilitza un comptador de mitjos cicles, el valor del cost de degradació serà la meitat al d'un cicle complet ( $n_{cycle} = 0,5$ ).

$$C_{deg}(t) = \frac{C_{bat} \cdot n_{cycle}}{\eta_{bat}^{out}} \cdot |P_{bat}(t)| \cdot \Delta t \cdot \phi(DoD) \quad (19)$$

Quan s'opera la xarxa de distribució no es coneix la DoD final del mig cicle complet. Per aquest motiu, el cost de degradació de les bateries s'imputa en cada instant de temps en funció de la DoD d'aquell període. Si segueix augmentant el cicle de càrrega/descàrrega, el cost del següent període es corregeix considerant l'increment de la profunditat de



descàrrega entre ambdós períodes. L'equació ( 20 ) mostra com s'ha implementat aquests costos. Cal remarcar que, tant el cost de degradació en  $t - 1$  adquireix un valor de 0 quan es canvia l'estat  $Z$ . En el mateix instant, es reinicia el sumatori de potències. Per altra banda,  $K$  és el conjunt de constants descrites a l'equació ( 19 ).

$$C_{deg}(t) = K \cdot \sum_{t=1}^t \left( P_{bat}(t) \cdot \Delta t \cdot \phi(DoD(t)) \right) - C_{deg}(t-1) \quad (20)$$

#### 4.2.4 Modelització de demanda no flexible

La càrrega s'ha modelitzat a partir d'un perfil normalitzat de consum industrial/comercial i residencial per xarxes de distribució de MV extret de [31]. Els perfils donen la potència aparent en per unitat al llarg de 24 h (Figura 9). Un cop definit aquest perfil s'aplica, en funció del tipus de consum, una variabilitat en el factor de potència (per càrregues industrials d'entre 0,80 i 0,92 i per residencial d'entre 0,90 i 0,95) com mostra l'equació ( 21 ).

$$pf = random(pf_{min}, pf_{max}) \quad (21)$$

Un cop obtingut el valor del factor de potència, es pot procedir a calcular la potència activa i reactiva de cada tipus de càrrega ( 22 ) i ( 23 ). Cal mencionar que s'aplica una variabilitat del  $\pm 5\%$  de la càrrega en cada període de temps.

$$p_d = s_d \cdot pf \quad (22)$$

$$q_d = \sqrt{s_d^2 - p_d^2} \quad (23)$$

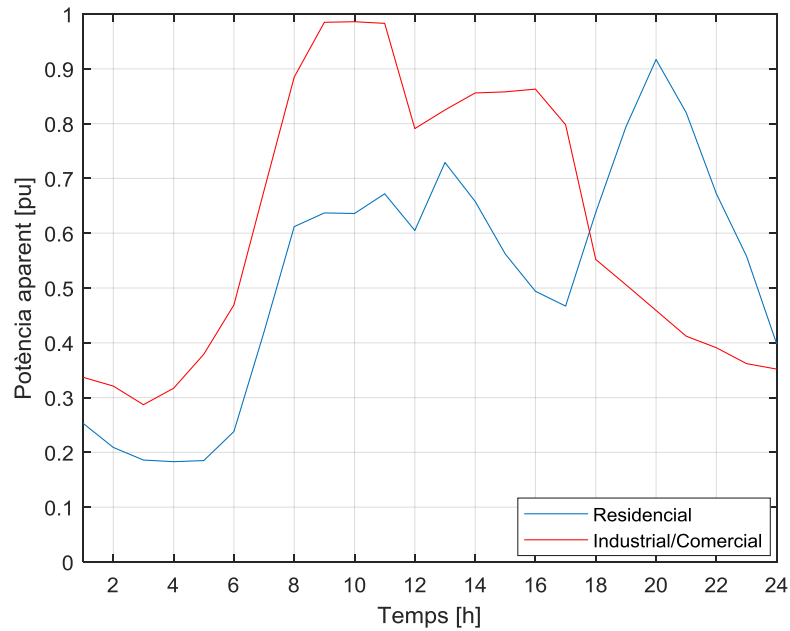


Figura 9. Perfil de potència aparent de demanda residencial i industrial.

Un cop es tenen els perfils de generació en per unitat, es procedeix a determinar quin és el percentatge de cada tipus de càrrega que es tindrà a cada bus mitjançant una funció aleatòria, tal i com es mostra a ( 24 ) on  $r/i$  representa la proporció de demanda residencial sobre la industrial.

$$r/i = \text{random}(0,1) \quad (24)$$

Aplicant-ho a cada bus s'obté la Figura 10. Amb els valors de  $p_d$ ,  $q_d$ ,  $r/i$  i la potència nominal de la demanda, es determina el valor del consum per cada bus amb càrrega.

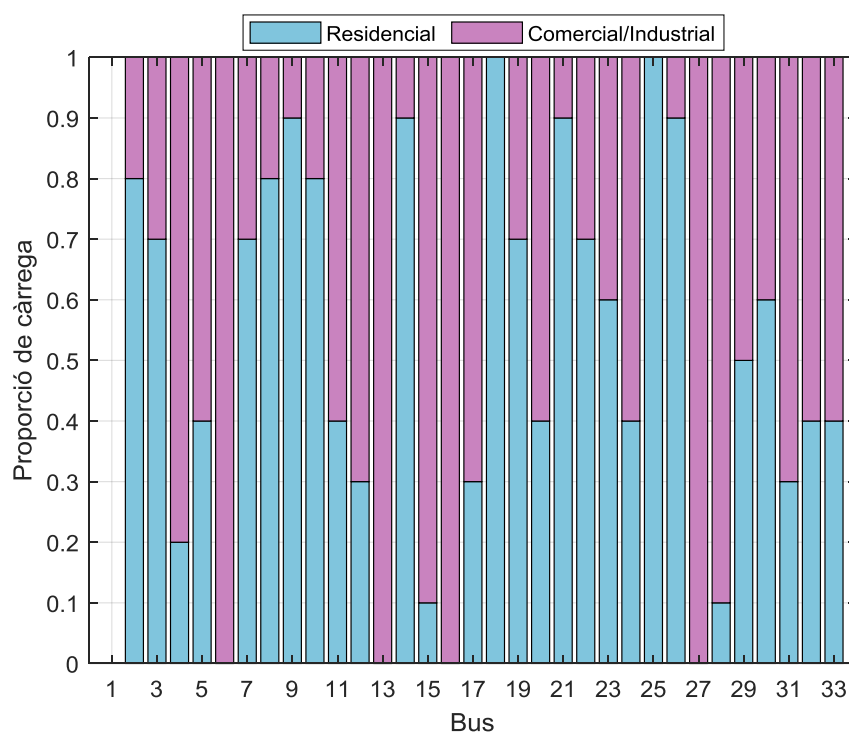


Figura 10. Proporció de demanda residencial/industrial per cada bus de la xarxa.

## 5. Formulació del flux de potència òptim

La gestió òptima de l'operació i el control de les ADN requereix d'eines informàtiques especialitzades que permetin implementar la topologia de la xarxa com també dels models tècnics i econòmics que la formen. Actualment, els softwares dels quals s'ha tingut accés i permeten obtenir l'operació òptima d'una xarxa són PSS/E, MATLAB i GAMS. El primer està enfocat a la simulació de fluxos de potència de xarxes elèctriques, per tant, té una limitació important a l'hora d'afegir models econòmics als diferents elements. El segon, permet implementar els models de les ADN de forma senzilla, no obstant, la capacitat per solucionar problemes d'optimització complexos és limitada. L'últim, GAMS, és un programa d'optimització potent per models matemàtics genèrics. Això implica una despesa temporal important a l'hora d'implementar xarxes elèctriques en aquest programa. Degut al nombre d'elements de les xarxes i la complexitat del seu control, s'ha considerat que el programa més adient per implementar les ADN és GAMS. Per aquest motiu, es fa indispensable la creació d'una eina que permeti el modelatge dels elements que formen la xarxa de forma ràpida i eficient.

Per una altra banda, s'ha de determinar com es formula el problema ja que incideix directament en l'obtenció de la solució òptima i quins recursos són necessaris per arribar-hi. Els casos especials són la programació clàssica, la lineal i la no-lineal [32]. En aquest model, s'ha escollit un cas particular, la entera mixta amb termes quadràtics a les restriccions (MIQCP). Aquest tipus de programació lineal relaxada no assegura la convexitat del problema, per tant, es comprova a posteriori que la solució obtinguda està situada dins el domini espacial (Figura 11). Això és degut a l'existència de termes quadràtics a les restriccions, necessaris degut a les equacions de flux de potència que contenen variables quadràtiques les quals se'ls aplica una transformació perquè siguin lineals (per exemple,  $v^2 = U$ ). Per altra banda, al ser un problema lineal assegura obtenir l'òptim global. També són necessàries variables binàries, per exemple, per modelitzar la càrrega/descàrrega de les bateries. Per últim, s'utilitza el *solver* SCIP ja que actualment és un dels més ràpids en problemes enters mixtes [33].

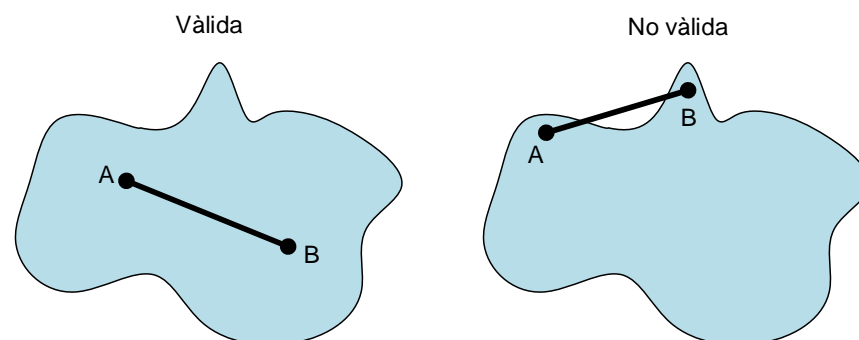


Figura 11. Representació gràfica d'una solució dins i fora del domini espacial.

## 5.1 Optimització del flux de potència (OPF)

En aquest apartat es formulen les equacions de flux de potència que caracteritzen una xarxa elèctrica de forma genèrica. Començant per l'equació de potència generada/consumida per cada bus  $i$ , les equacions ( 25 ) i ( 26 ) mostren el balanç de potència activa ( $P_{net}$ ) i reactiva ( $Q_{net}$ ), respectivament, per múltiples càrregues, generadors i bateries en un mateix bus. Per altra banda,  $id_b$ ,  $id_d$ ,  $id_g$  i  $id_s$  són els índex únics (referència) de cada bus, càrrega, generador i bateria, respectivament.

$$P_{net,i}(t) = \sum_{id_d=1}^k P_{d,id_d}(t) - \sum_{id_g=1}^k P_{gen,id_g}(t) + \sum_{id_s=1}^k P_{ch,id_s}(t) - \sum_{id_s=1}^k P_{dch,id_s}(t) \quad \forall i \in id_b \quad (25)$$

$$Q_{net,i}(t) = \sum_{id_d=1}^k Q_{d,id_d}(t) - \sum_{id_g=1}^k Q_{gen,id_g}(t) - \sum_{id_s=1}^k Q_{bat,id_s}(t) \quad \forall i \in id_b \quad (26)$$

Un cop es tenen definides les potències generades a cada bus, s'ha de determinar el flux de potència entre ells. El flux de potència generada a cada bus es defineix en sentit negatiu (consumint). La Figura 12 mostra la direcció i dels fluxos de potència entre un bus i la resta.

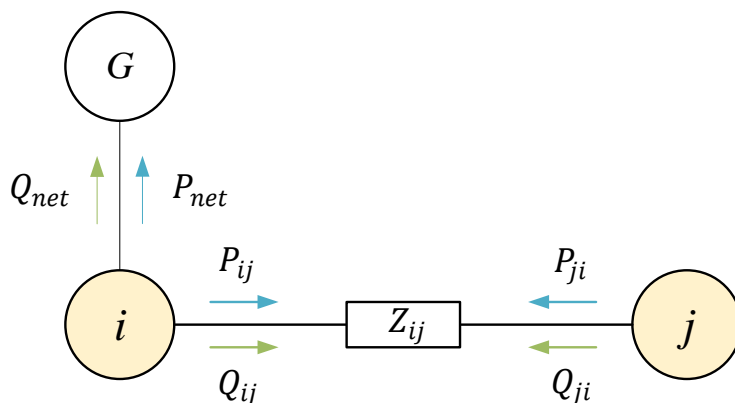


Figura 12. Direcció dels fluxos de potència entre busos.

Mitjançant la llei dels nodes de Kirchhoff es realitza el balanç de potències al bus  $i$ . Les equacions resultants per  $k$  busos connectats a  $i$  són la ( 27 ) i ( 28 ).  $I, J$  és el conjunt de vectors que representen totes les connexions existents entre busos  $i$  i  $j$  (on  $i < j$ ).

$$P_{net,i}(t) = \sum_{j=1}^k (P_{ji}(t) - R_{ij} \cdot i_{ji}^2(t)) - \sum_{j=1}^k P_{ij}(t) \quad \forall i, j \in I, J \quad (27)$$

$$Q_{net,i}(t) = \sum_{j=1}^k (Q_{ji}(t) - X_{ij} \cdot i_{ji}^2(t)) - \sum_{j=1}^k Q_{ij}(t) \quad \forall i, j \in I, J \quad (28)$$

Les tensions de cada bus es calculen a partir de la tensió del bus anterior menys la caiguda de tensió degut a la impedància de línia. L'equació ( 29 ) permet calcular les tensions entre busos adjacents amb valors reals. Per una altra banda, els requisits d'operació de les xarxes elèctriques exigeixen no sobrepassar uns límits de tensió. L'equació ( 30 ) defineix la restricció superior i inferior de la tensió per cada bus.

$$v_j^2(t) = v_i^2(t) - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ij}(t) + X_{ij} \cdot Q_{ij}(t)) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \cdot i_{ij}^2 \quad \forall i, j \in I, J \quad (29)$$

$$v_{min} \leq v_i(t) \leq v_{max} \quad (30)$$

Les línies elèctriques tenen un límit de corrent associat degut a l'increment de temperatura per efecte Joule. L'equació ( 31 ) restringeix el corrent que circula en estat estacionari per cadascuna de les línies de la xarxa. Les pèrdues per efecte Joule suposen un cost econòmic que es defineix a ( 32 ).

$$0 \leq i_{ij}(t) \leq i_{ij}^{max} \quad (31)$$

$$C_{loss}(t) = \sum_{i=1}^k \sum_{j \neq i}^k r_{ij} \cdot i_{ij}^2 \cdot \Delta t \cdot C_e \quad (32)$$

Finalment, per poder solucionar el problema de forma lineal, es realitzen canvis de variable a aquelles que són quadràtiques : la tensió de bus ( $v_i^2 = U_i$ ) i la corrent de línia ( $i_{ij}^2 = I_{ij}$ ).

## 5.2 Funció objectiu

La funció objectiu formulada serà del tipus multi-objectiu, tal i com es mostra a l'equació ( 33 ). Aquest model minimitza els costos d'operació de l'ADN pel temps d'operació definit amb un cost resultant en [€/període]. Aquests son:

- Cost de reduir la potència fotovoltaica disponible ( $C_{curt}$ ).
- Cost de les pèrdues de les línies elèctriques per efecte Joule ( $C_{loss}$ ).
- Cost d'engegada i del combustible dels generadors convencionals ( $C_{conv}$ ).
- Cost de les importacions (+) i exportacions (-) d'energia de la xarxa ( $C_{imp}$ ).
- Cost de degradació de la bateria degut a la DoD ( $C_{deg}$ ).

$$f = \sum_{t=1}^T (C_{curt}(t) + C_{loss}(t) + C_{conv}(t) + C_{imp}(t) + C_{deg}(t)) \quad (33)$$

### 5.3 Convergència de la solució

Un cop definides totes les equacions necessàries per optimitzar el flux de potència, s'executa el model fins trobar la solució òptima. Un cop finalitza l'optimització, s'executa una funció tipus *loop* que comprova que la igualtat ( 34 ) es compleix per cada línia i instant de temps. Aquesta funció s'extreu de la manipulació matemàtic de les equacions de flux de potència i comprova que les tensions i corrents de cada bus obtingudes corresponguin amb les potències transmeses. Si coincideixen (convergència = 1), significa que la solució òptima obtinguda es troba dins el domini espacial, si no coincideix (convergència = 0), implica que no ha trobat una solució vàlida. Si succeeix aquest darrer cas, pot ser que sigui degut a una restricció insuficient de les variables o per una tolerància excessivament elevada en la solució.

$$\left(2 \cdot P_{ij}(t)\right)^2 + \left(2 \cdot Q_{ij}(t)\right)^2 = \left(i_{ij}^2(t) + v_i^2(t)\right)^2 - \left(i_{ij}^2(t) - v_i^2(t)\right)^2 \quad (34)$$

### 5.4 Simplificacions del model

Es considera que en tot moment la xarxa elèctrica té un sistema trifàsic amb les tres tensions sinusoidals amb el mateix valor eficaç i desfasades en el temps  $120^\circ$  en sentit directe. Per una altra banda, s'ha modelat el sistema elèctric al qual es connecta la xarxa de distribució activa com un generador de potència infinita connectat al bus on hi ha la connexió. Es considera que el sistema elèctric al qual s'està connectat té la inèrcia suficient com per imposar la freqüència i mantenir l'estabilitat d'operació. En aquest sentit, no s'ha analitzat l'estabilitat freqüencial de la xarxa de distribució activa.

Aquest model se centra en l'operació amb resolucions temporals horàries d'igual forma com es realitza a la majoria de mercats d'energia europeus actuals, per exemple a la Península Ibèrica amb l'OMIE [34]. Per tant, no es consideren aspectes transitoris ja que el temps entre períodes de simulació no ho permet.

Per últim, el model de bateria no considera l'autodescàrrega ja que el seu valor és menyspreable, es compren entre el 0,1-0,3% per dia en la tecnologia Li-ion [35]. Tampoc s'ha considerat la reducció del nombre de cicles deguts a la temperatura de les cel·les ja que es considera que disposen de sistema de refrigeració. Finalment, s'ha estimat el rendiment tant de les bateries com de l'inversor constant per simplificar el model.

## 5.5 Arquitectura del model implementat

El model dissenyat per l'optimització de l'operació de xarxes de distribució actives està format per un algorisme on hi ha definits els models econòmics i tècnics dels elements de la xarxa i, una interfície per introduir les dades d'entrada. Com ja s'ha comentat a l'inici del capítol 5, el primer utilitza el programa GAMS, mentre que el segon MATLAB. L'arquitectura del control de l'operació és del tipus centralitzada ja que permet a l'operador de la xarxa optimitzar la xarxa de forma global.

S'ha dissenyat una arquitectura que permet optimitzar qualsevol topologia de xarxa sense haver de modificar les equacions en GAMS. Amb la introducció de la informació de les línies, busos, generadors, càrregues i bateries a MATLAB és suficient. La Figura 13 mostra el diagrama dels processos a realitzar per obtenir l'operació òptima d'una xarxa de distribució activa. Cal mencionar també, que l'algorisme en GAMS s'ha estructurat en blocs els quals permeten afegir nous models (per exemple, de demanda) de forma senzilla sense haver de modificar la resta de codi.

Tal i com s'ha dit anteriorment, és possible definir una tolerància o precisió a la solució extreta. Això implica que es poden obtenir solucions amb un percentatge d'error respecte la solució òptima global. Aquesta pràctica es realitza per reduir el temps de còmput. El valor de la tolerància òptima depèn del problema. L'elecció de la tolerància que minimitza l'error en la solució òptima i el temps de còmput queda fora de l'abast del projecte. Generalment, s'escullen valors els quals no modifiquen els estats dels elements amb flexibilitat de la xarxa. En aquest cas, s'escull un valor suficientment petit el qual no influeix en els resultats extrets però permet reduir el temps de còmput de forma significativa.

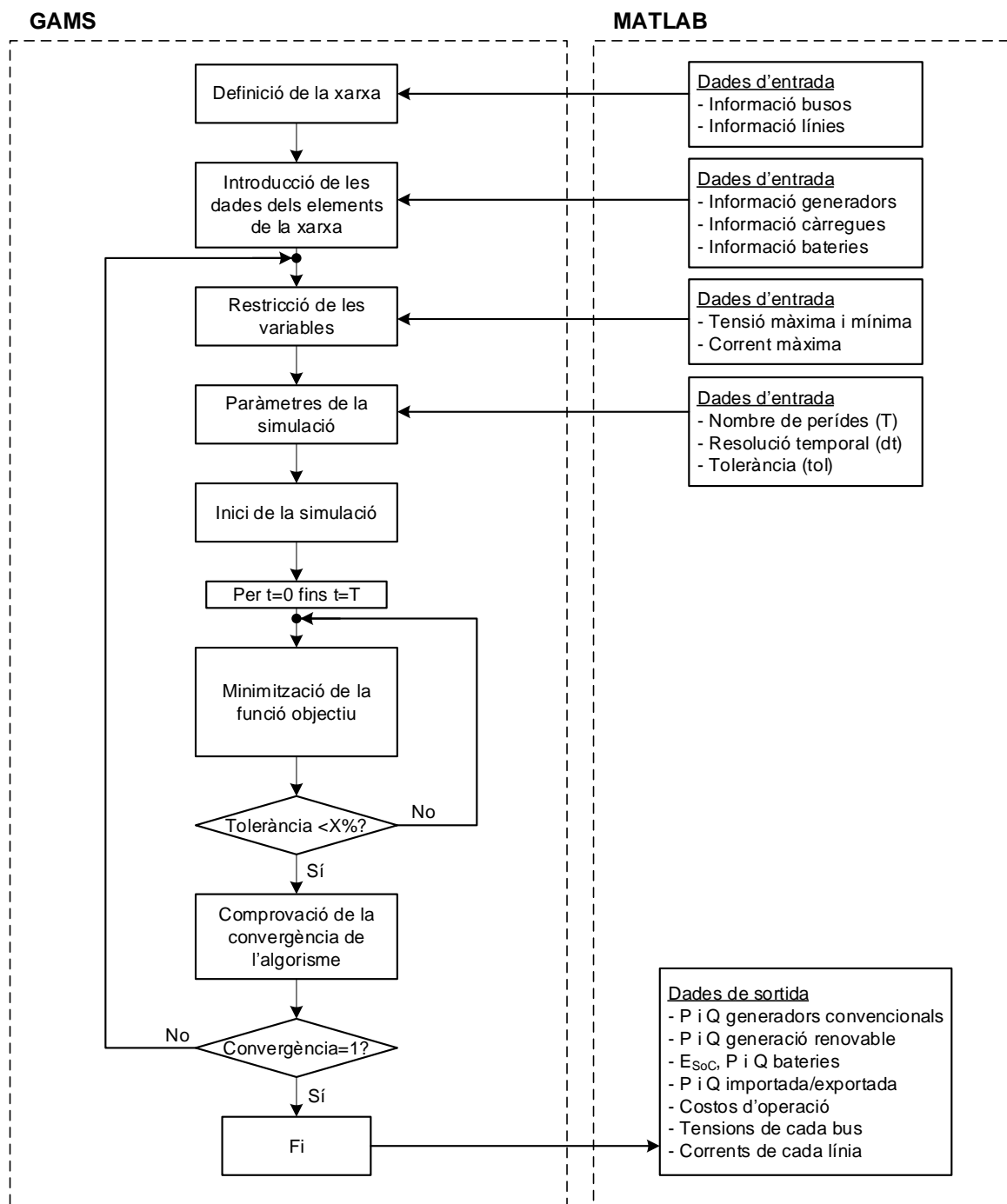


Figura 13. Diagrama de l'eina dissenyada.



## 6. Cas d'estudi

### 6.1 Descripció de la xarxa de distribució

Per la validació del cas d'estudi s'ha escollit la xarxa de distribució *IEEE 33-bus test radial distribution feeder* [36] la qual es representa a la Figura 14. Consta de 33 busos els quals tenen connectats 32 càrregues, 8 generadors convencionals i 6 generadors fotovoltaics. A més a més, consta de connexió amb la resta del sistema elèctric al bus 1. S'han afegit 2 parcs de bateries per poder validar el model de bateria. Aquestes s'han instal·lat als busos 13 i 31 ja que disposen de parcs fotovoltaics als busos adjacents. Per la classificació dels generadors es segueix la proposta de Red Eléctrica de España (REE) d'ombralls de capacitat pels mòduls de generació elèctrica [37] la qual s'emmarca a la directiva (UE) 2016/631 [14]. Per altra banda, també es segueix la proposta de procediments d'operació 12.2 (P.O.12.2) [15], també emmarcada a la directiva (UE) 2016/631 [14], que regula les condicions d'operació dels generadors connectats a xarxa amb potència superior a 0,8 kW. Per tant, l'algorisme permet que els generadors compleixin els requisits de límits de tensió d'operació. I, si aplica, també podran activar el control de potència reactiva.

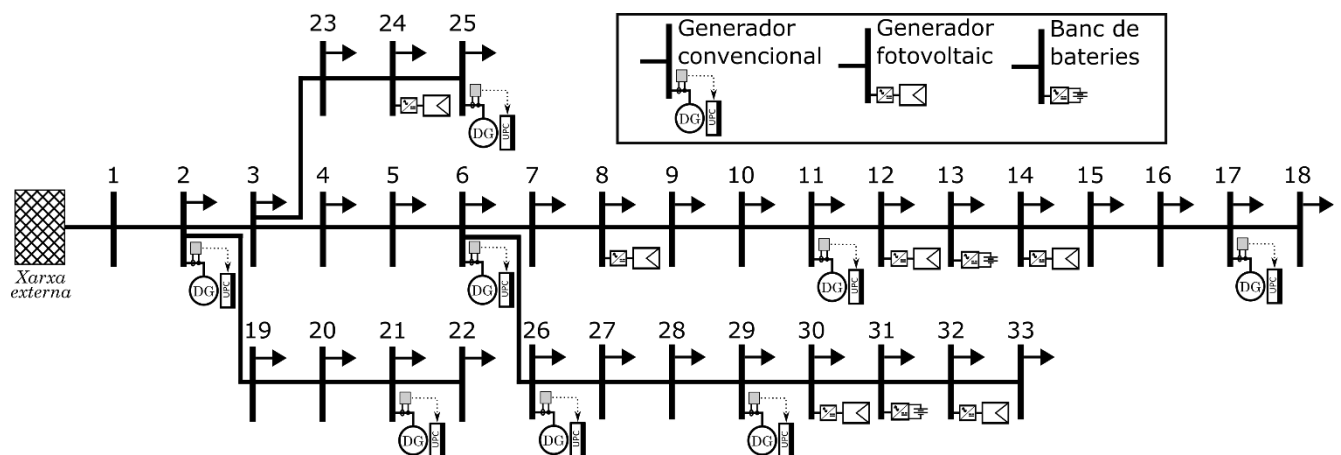


Figura 14. Esquema de la xarxa de distribució estudiada.

#### 6.1.1 Elements

Els generadors convencionals de la xarxa són dièlsels però de diferent potència. Seguint [37], tots els generadors són Tipus B ja que la seva potència nominal està compresa entre 100 kW i 5 MW i està connectat a menys de 110 kV. La Taula 5 mostra el bus al que estan connectats, la seva potència nominal i la de connexió. Tot i que la capacitat màxima d'injecció de potència reactiva en estat estacionari només es defineix per generadors Tipus D, s'ha definit un límit màxim i mínim de potència reactiva del  $\pm 50\%$  de la potència nominal (valor predefinit dels generadors) degut a que la demanda de la xarxa requereix que tinguin

capacitat d'injectar-ne .

*Taula 5. Informació dels generadors dièlsels.*

Nº generador	bus	$P_g^{max}$ [MW]	$P_g^{min}$ [MW]
2	2	0,75	0,15
3	2	0,75	0,15
4	6	0,80	0,16
6	11	0,40	0,08
9	17	0,35	0,07
10	21	0,40	0,08
12	25	0,20	0,04
13	26	0,70	0,14
14	29	0,60	0,12

Els generadors fotovoltaics, per la seva banda, també tenen potències nominals diferents. La Taula 6 mostra el bus al que estan connectats i la potència nominal de la planta. Els generadors 5, 7 i 8 són Tipus A i la resta Tipus B. Cap de les dos categories requereix la capacitat de control de potència reactiva. No obstant, també es defineix el límit màxim i mínim de potència reactiva com el  $\pm 30\%$  de la potència nominal.

*Taula 6. Informació dels generadors fotovoltaics.*

Nº generador	bus	$P_g^{max}$ [MW]
5	8	0,08
7	12	0,03
8	14	0,09
11	24	0,20
15	30	0,15
16	32	0,15

*Les bateries instal·lades a la xarxa són de tecnologia Li-ion LFP.*

La Taula 7 mostra el bus on estan connectades, la capacitat de les bateries i les potències màxima i mínima definides. Pot observar-se que s'ha definit un C-Rate màxim de C/2. Les bateries no són contemplades a la (UE) 2016/631 implicant que tampoc es consideren al P.O.12.2. No obstant, d'igual forma que amb els generadors fotovoltaics, s'ha definit una capacitat de potència reactiva del  $\pm 30\%$  de la potència nominal. Per últim, les càrregues s'han definit segons els perfils de l'apartat 4.2.4. Les potències nominals de la demanda de cadascun dels busos són obtingudes de [36].

Taula 7. Informació de les bateries

Nº bateria	bus	$E_{bat}$ [MWh]	$P_{in}^{max}$ [MW]	$P_{out}^{max}$ [MW]	$\eta_{bat}^{in}$ [%]	$\eta_{bat}^{out}$ [%]
1	13	0,20	0,10	0,10	96	96
2	31	0,20	0,10	0,10	96	96

### 6.1.2 Dades

El cas d'estudi es simularà en 24 períodes amb una resolució horària. La tolerància màxima de la solució s'ha fixat al 0,5%. La Taula 8 mostra els paràmetres utilitzats a la simulació del cas d'estudi. Per una altra banda, la potència base, la tensió base, les tensions màximes i mínimes permeses als busos, i la corrent màxim de cada línia, es defineixen a la Taula 9. Les tensions màximes i mínimes s'han fixat segons [13]. La corrent màxima de les línies s'ha extret d'un catàleg de cables de xarxes de distribució pel rang de tensions d'operació [38].

Taula 8. Paràmetres de la simulació.

$T$ [h]	$dt$ [h]	$tol$ [%]
24	1	0,5

Taula 9. Paràmetres per passar les unitats a per unitat i límits dels busos i línies.

$S_{base}$ [MVA]	$V_{base}$ [kV]	$v_{max}$ [p.u.]	$v_{min}$ [p.u.]	$i_{max}$ [A]
1,0	12,66	1,10	0,90	189

Els costos d'operació dels generadors de la xarxa de distribució es mostren a la Taula 10. El cost fix dels generadors convencionals s'ha extret integrant la corba de consum obtinguda de [39] fins al 20% de la potència nominal pel temps que tarda en arribar-hi. El cost del combustible s'ha extret de [40]. Segons [13] el cost que s'aplica a la reducció de la potència fotovoltaica entregada està entre 61-254 €/MWh. S'ha escollit un valor de 100 €/MWh per realitzar la simulació. Per últim, el preu de horari de l'energia s'ha extret de [41].

Taula 10. Costos d'operació dels generadors convencionals i renovables.

Generador	$C_{fgen}/P_g^{max}$ [€/MW]	$C_{vgen}$ [€/L]	$C_{vgen}$ [€/MWh]
Convencional	10,65	1,25	-
Renovable	-	-	100,0

A la Taula 11 es mostra el cost de la bateria, l'estat de càrrega màxim i mínim per evitar una degradació excessiva, i els paràmetres  $k_1$  i  $k_2$ , necessaris per calcular la corba de degradació de les bateries Li-ion instal·lades. Els valors s'han extret de [30].  $n_{cycles}$  és igual a 0,5 ja que l'algorisme de la bateria compta mitjos cicles.

Taula 11. Dades del model de bateries implementat.

Tecnologia	$C_{bat}$ [€/kWh]	$n_{cycles}$	$SoC_{max}$ [%]	$SoC_{min}$ [%]	$k_1$ [%]	$k_2$
Li-ion LFP	578	0,5	95	15	0,0278	2

## 6.2 Linealització de funcions i error comès

A l'implementar un model lineal, és necessari linealitzar les corbes que no ho són. En aquest cas, són la corba de rendiment dels generadors convencionals i la corba de pèrdua de cicles de vida de les bateries. Ambdues funcions s'han d'implementar amb  $n$  trams. No obstant, a major nombre de trams, el nombre de variables binàries, que són les que fan incrementar de forma considerable el temps de còmput, augmenta. És per aquest motiu que s'ha de seleccionar un nombre de trams suficient per evitar cometre un error considerable a la solució obtinguda, però a l'hora que no impliqui un temps de còmput excessiu.

### 6.2.1 Corba de l'eficiència dels generadors convencionals

La Figura 15 mostra l'error que es comet en la linealització de la corba d'eficiència dels generadors dièlsels per 1, 2 i 3 trams. També mostra el temps de còmput a cada tram dels generadors per 1, 2 i 3 trams de la corba linealitzada de les bateries. Pot observar-se que a mesura que augmenta el nombre de trams dels generadors dièsel, augmenta el temps de còmput de forma exponencial. Tanmateix, també disminueix l'error relatiu mig comès en la linealització. El nombre de variables binàries necessàries per implementar l'equació amb 1 tram són 1, per 2 trams són 3 i per 3 trams 4. Considerant que hi ha 9 generadors en aquesta xarxa, el nombre total de binàries són 9, 27 i 36, respectivament.

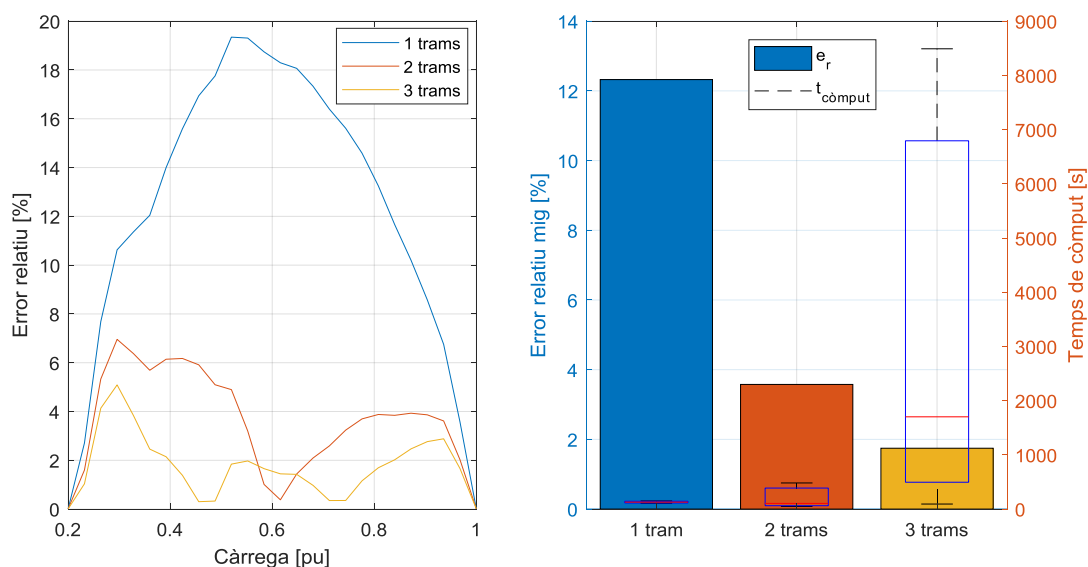


Figura 15. Error comès per la linealització de la corba de rendiment i el temps de còmput.

### 6.2.2 Corba de la pèrdua del cicle de vida de les bateries

La Figura 16 mostra l'error comès al linealitzar la corba de pèrdua de cicles de vida de la bateria per 1, 2 i 3 trams en funció de la DoD. També el temps de còmput pels 3 trams de la corba i, en cadascun d'ells, pels tres trams dels generadors convencionals. Pot observar-se com a major nombre de trams, menor és l'error comès en la linealització. Per altra banda, s'observa que el temps de còmput disminueix a mesura que incrementa el nombre de trams. És d'esperar que succeeixi tot el contrari ja que quants més trams hi ha, major és el nombre de variables binàries al problema. Al cas d'estudi hi ha dues bateries, per tant, per 1 tram són necessàries 0 binàries, per 2 trams 2 (1 per cada bateria) i per 3 trams 4 (2 per cada bateria). La reducció del temps de còmput quan augmenten els trams a la corba de les bateries es pot explicar de la següent manera: al tenir un nombre baix de variables binàries respecte les necessàries per modelar la corba de rendiment (sobretot en 2 i 3 trams d'aquesta última), les binàries de les bateries no influeixen de forma significativa al temps de còmput. Aquesta teoria es corrobora observant que el temps de còmput de 8491 s al tram 1 de la corba de pèrdua de cicles de vida correspon amb la linealització de 3 trams de la corba de rendiment. D'igual forma, amb 2 trams de la corba de pèrdua de cicles de vida, el temps de 1702 s correspon amb els 3 trams de la corba de rendiment. En aquest cas, el temps de còmput és menor tot i tenir més binàries degut a una menor complexitat a l'hora de resoldre l'equació de la DoD. Finalment, es pot concloure que per reduir el temps de còmput en aquesta xarxa en particular, s'ha de reduir el nombre de trams a la corba de rendiment dels generadors dièlsels.

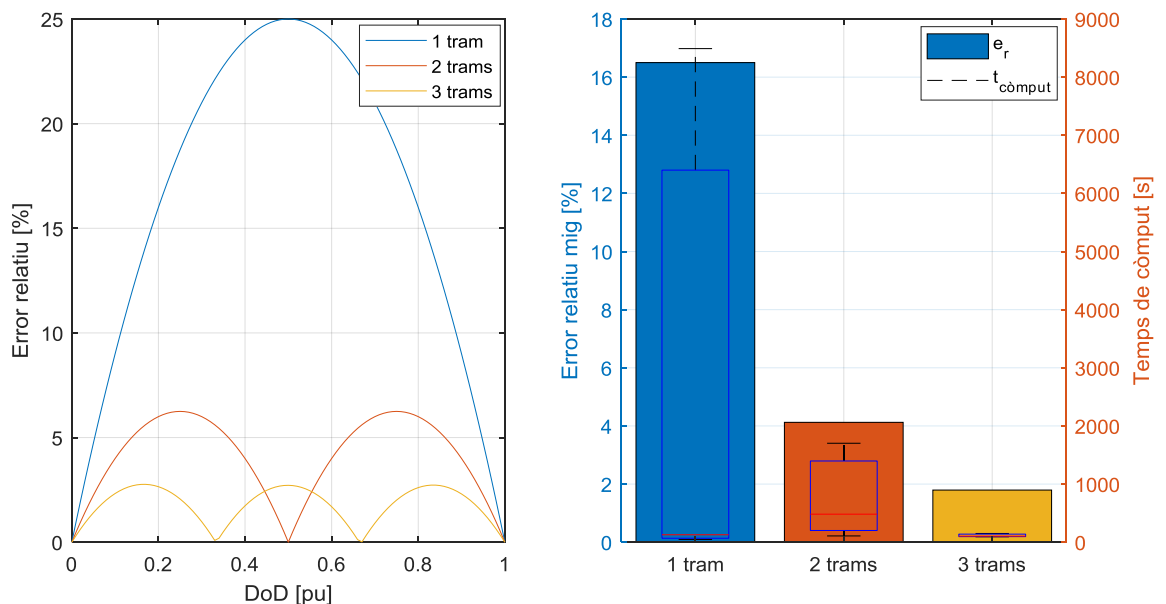


Figura 16. Error comès per la linealització de la corba de degradació i el temps de còmput.

### 6.3 Validació del model amb PSS/E

Per assegurar que les equacions del flux de potència s'han implementat correctament i que l'algorisme obté les tensions i corrents que corresponen amb la realitat, s'ha implementat la xarxa de distribució de 33 busos al programa PSS/E. La Figura 17 mostra el diagrama de la xarxa en PSSE32.

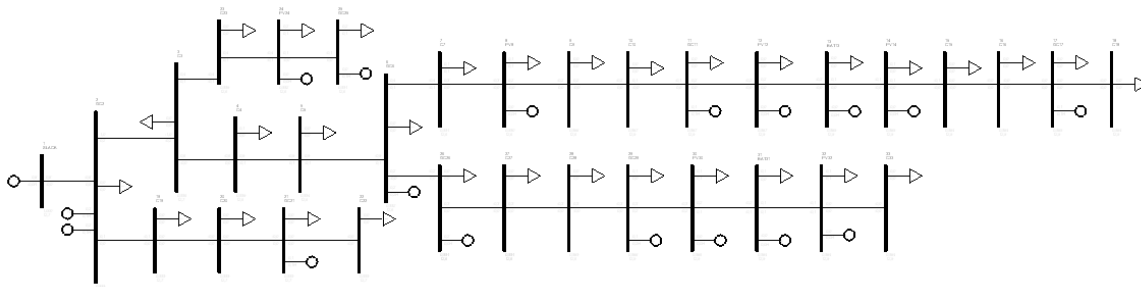


Figura 17. Esquema de la xarxa de distribució implementada en PSS.

S'ha realitzat una simulació de 24 h per comprovar que les tensions dels busos en GAMS, programa al qual s'ha implementat l'algorisme, i PSSE, programa especialitzat en fluxos de potència, coincideixen a cada període. La Figura 18 mostra les tensions obtingudes als dos programes per  $t = 1$ . Pot observar-se que les tensions són iguals.

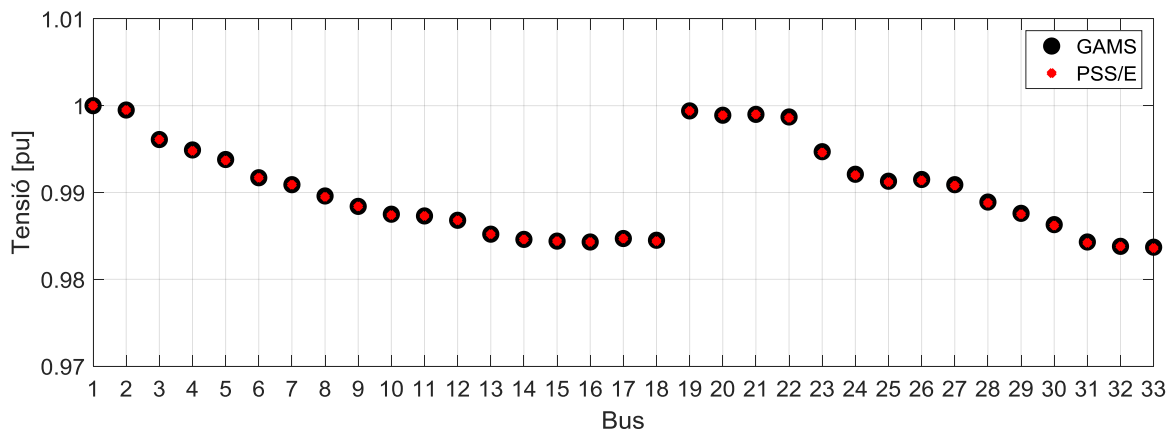


Figura 18. Tensions de la xarxa de distribució amb la optimització en GAMS i el flux de potència en PSS/E.

### 6.4 Resultats

En aquest apartat es mostren els resultats obtinguts de l'optimització de l'operació de la xarxa de distribució activa estudiada en diferents perfils de generació fotovoltaica i amb diferents penetracions de la mateixa. La Taula 12 mostra els models emprats en el cas d'estudi. Primerament, no s'utilitza el control Q-v dels generadors degut a que la proposta de

P.O.12.2 no contempla la seva utilització per generadors Tipus C o d'inferior categoria. Per altra banda, s'usa la corba en 3 trams dels generadors convencionals per obtenir un resultat més precís ja que, tot i que el temps de còmput és força superior a si se n'utilitzessin 2, és molt inferior a les 24 h, que seria el temps límit. Per últim, com s'ha comentat anteriorment, el nombre de trams de la corba de pèrdua de cycles de vida de la bateria té una influència mínima al temps de còmput de l'optimització. És per aquest motiu que s'escullen 3 trams per tenir una major precisió al resultat.

Taula 12. Models utilitzats del cas d'estudi.

Model	Utilització
Corba Q-v dels generadors	No
Corba eficiència del generador convencional	3 trams
Corba pèrdua vida útil de la bateria	3 trams

És important remarcar que en els escenaris definits, l'algorisme ha convergit en tots. Per tant, les solucions obtingudes són factibles.

#### 6.4.1 Perfils d'irradiància

Per validar el correcte funcionament de l'eina, s'ha optimitzat l'operació de la xarxa per diferents perfils fotovoltaics. La Figura 19 representa els tres perfils analitzats. El perfil 1 s'ha extret de [42], el 2 de [43] i el tres de [44].

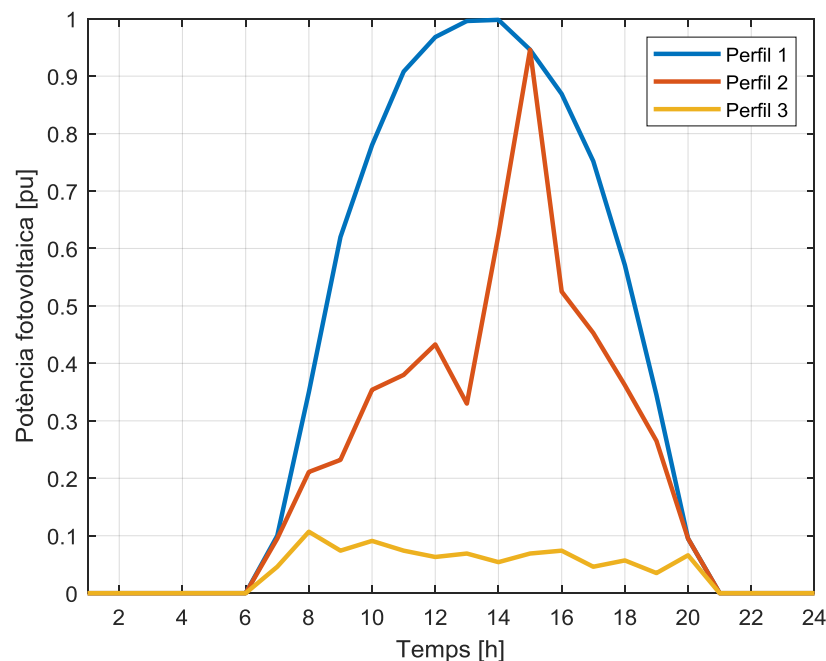


Figura 19. Perfils d'irradiància utilitzats als generadors fotovoltaics.

A continuació, s'analitzen els resultats obtinguts referents a:

- Consignes de potència activa i reactiva dels generadors convencionals.
- Consignes de potència activa i reactiva dels generadors renovables.
- Estat de càrrega, consignes de potència activa i reactiva de les bateries.
- Consignes de potència activa i reactiva de potència importada/exportada.
- Costos d'operació dels elements que formen la xarxa.
- Tensions de cada bus per cada instant de temps.
- Les corrents de cada línia (en forma de pèrdues).

Primerament, s'analitza l'energia entregada per cadascun dels generadors, bateries i xarxa externa al llarg de les 24 h. La Figura 20 mostra la potència injectada/absorbida per instant de temps pels diferents elements de la xarxa. Pot observar-se que la major part de l'energia és importada de la xarxa externa (entre el 66,2 i el 72,6% del total d'energia entregada). No s'exporta energia. Per altra banda, la potència dels generadors dièlsels actua com a potència base (26,2% en els tres casos). La contribució dels parcs fotovoltaics depèn del perfil i en el millor dels casos s'obté el 7,2% de l'energia total. Per últim, les bateries carreguen/descarreguen una energia inferior al 0,5% de la total.

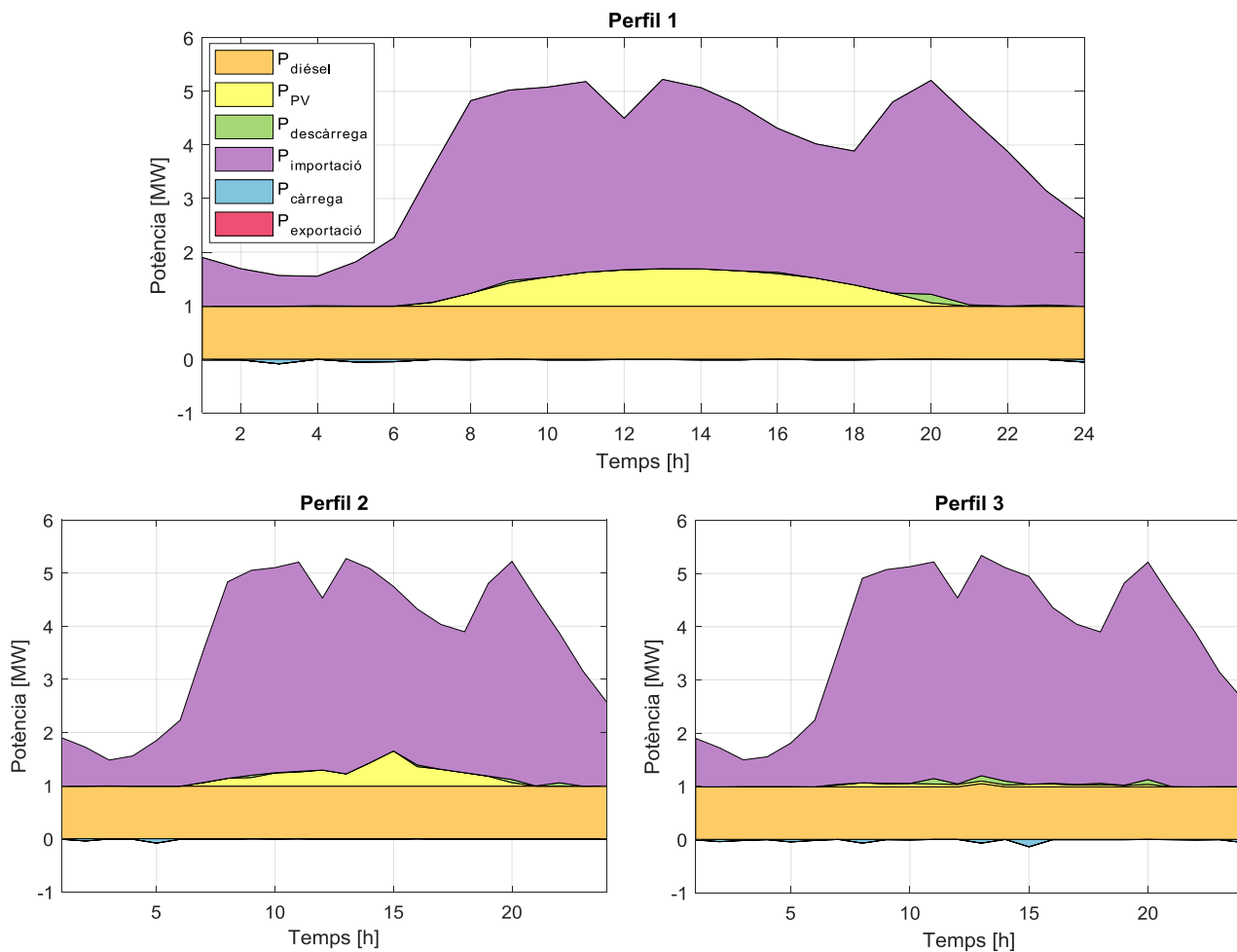


Figura 20. Potències dels generadors, bateria i importacions/exportacions.



En segon lloc, s'analitza la utilització de les bateries. La Figura 21 mostra l'estat de càrrega de les bateries en unitats energètiques i el preu horari de l'energia per instant de temps pel perfil 1 (quadres superior dret i esquerra). També ensenya la profunditat de descàrrega a la que arriba la bateria i el cost de degradació que suposa (quadres inferiors). Pot observar-se que l'estat de càrrega no sobrepassa els límits superior i inferior definits. Per altra banda, s'observa que les bateries del bus 13 i 29 descarreguen el 69,3 i el 33,3% de la seva capacitat, respectivament, quan el preu de l'energia és més elevat. El comportament de les bateries pel perfil 2 i 3 és molt similar al mostrat. Per aquest motiu s'ha prescindit de graficar-los.

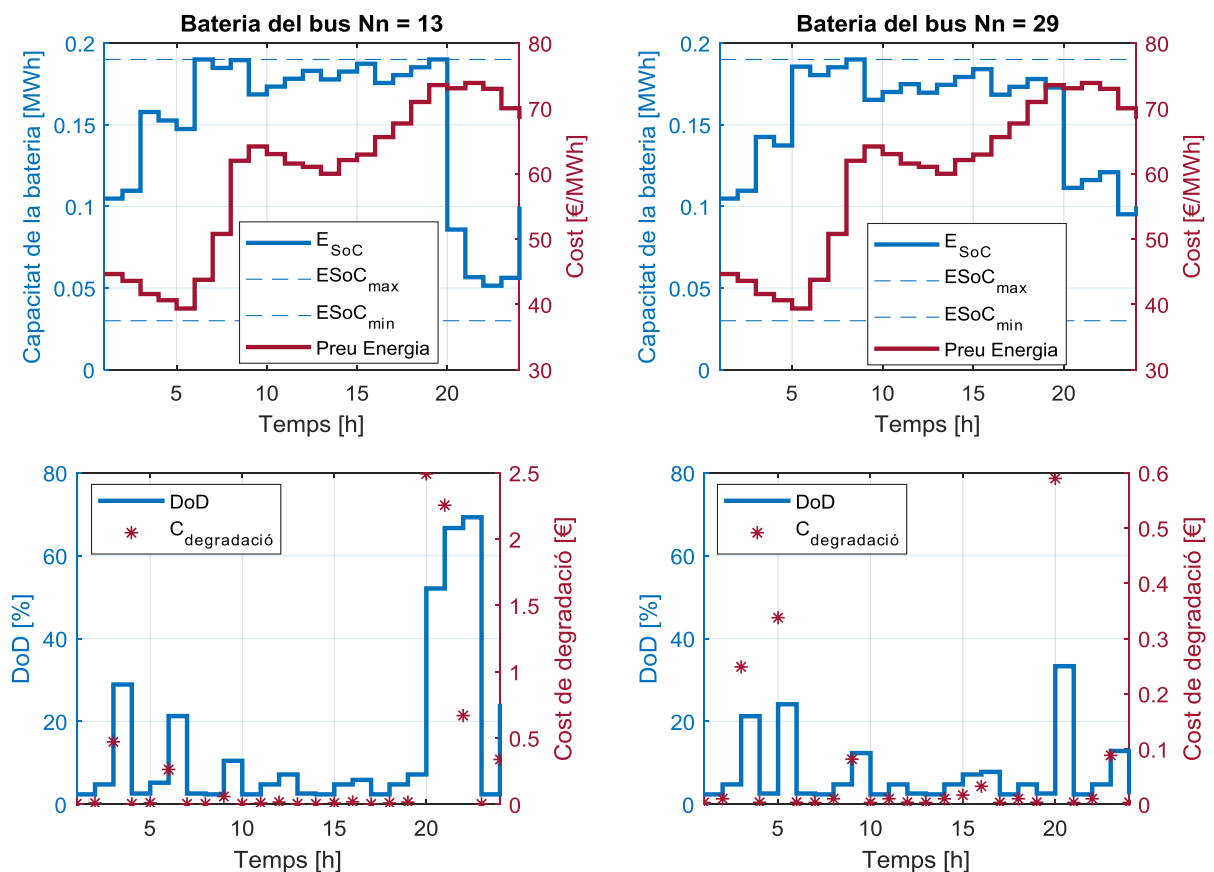


Figura 21. Estat de càrrega de la bateria, profunditat de descàrrega i cost de degradació de les bateries.

En tercer lloc, s'analitza que la potència generada, descarregada o importada, sigui igual a la potència demandada, carregada, exportada i la potència de pèrdues. La Figura 22.a mostra el balanç entre generació i demanda pels 24 períodes optimitzats. Pot observar-se que en tots els instants de temps la potència de generació és igual a la demanda. Per altra banda, la Figura 22.b mostra les pèrdues degudes a l'efecte Joule als conductors de la xarxa de distribució pels 3 perfils fotovoltaics. S'observa que quan augmenta la demanda augmenten les pèrdues en valor absolut degut a una major circulació de corrent pels conductors. Un altre fet remarcable és que quan més potència fotovoltaica es genera,

menors són les pèrdues. Aquest fenomen succeeix degut a que si el recurs renovable distribuït no pot entregar la potència a la demanda local, l'energia necessària ha de ser importada. Això implica transportar l'energia a majors distàncies fet que augmenta les pèrdues. Per últim, el rendiment mig de la línia al llarg dels 24 períodes és del 98,2% pel perfil 1, 98,0% pel perfil 2 i 97,8% pel perfil 3. Segons [45], les pèrdues de potència degut als cables de la xarxa de distribució no poden superar el 5% de l'energia generada. Per tant, les pèrdues a les línies estan per sota el límit marcat anteriorment.

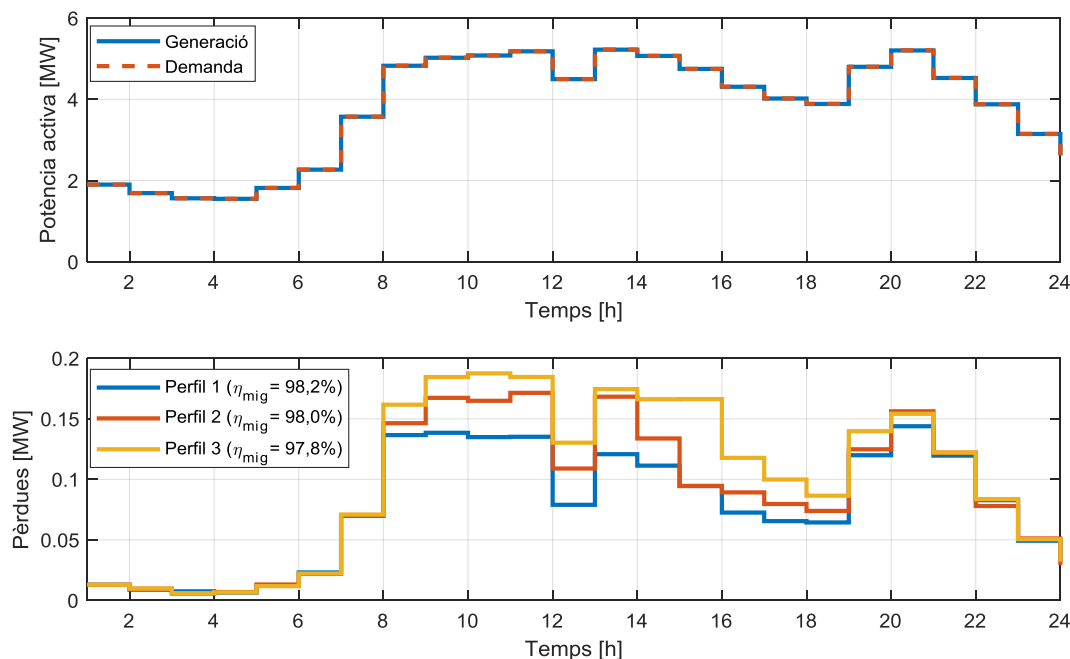


Figura 22. a) Generació i demanda de la xarxa. b) Pèrdues de la xarxa.

En quart lloc, s'analitza la tensió del bus 14 el qual té connectada una planta fotovoltaica de 0,09 MW de potència nominal (Figura 23.a) i també la potència reactiva injectada per la planta (Figura 23.b). Pot observar-se que el perfil fotovoltaic que permet injectar més potència reactiva al bus és el que acaba tenint una menor caiguda de tensió respecte els altres perfils. Com a recordatori, la planta fotovoltaica injecta potència reactiva en funció de la demanda de la mateixa (corba  $Q - v$  deshabilitada). La caiguda de tensió segueix essent considerable entre les 7 i 20 h (al voltant 5%). Aquesta caiguda es pot explicar a partir de dos fenòmens:

1. A partir de les 7 h, la demanda d'electricitat a la xarxa s'incrementa fins a valors per sobre el 100% (de 2 MW a 5 MW, aproximadament). Tot i que la fotovoltaica comenci a entregar potència fotovoltaica, la màxima potència que poden entregar els parcs és de 0,7 MW. Per tant, és necessari importar l'electricitat.
2. Per altra banda, la planta fotovoltaica del bus 14 com a màxim pot entregar en potència reactiva el 30% de la potència activa disponible (27 kVAr). Si el valor de la reactiva injectada fos major, la caiguda de tensió disminuiria.

Per tant, és necessari assegurar que la caiguda de tensió al final de línia es troba per sota el 5% [45]. Això es pot aconseguir connectant compensadors de reactiva als busos amb major caiguda de tensió, instal·lar transformadors elevadors amb canvi de *taps* automàtics, incloure els generadors distribuïts Tipus A i B al control de potència reactiva dels P.O. o connectant D-FACTS, que permeten compensar la potència reactiva de forma dinàmica.

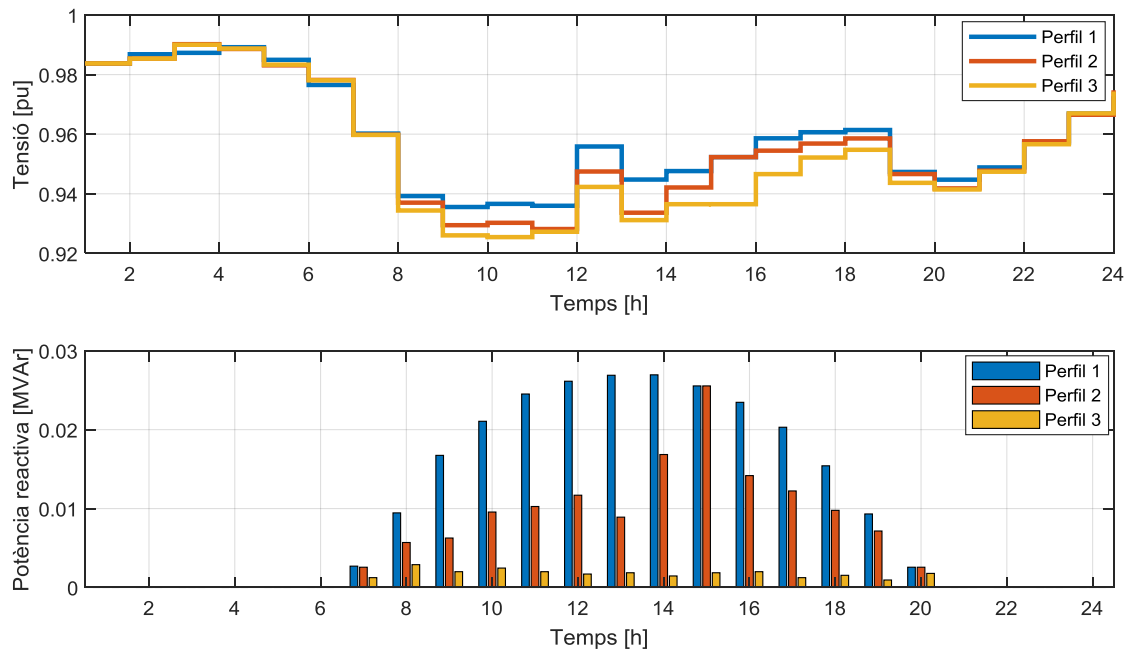


Figura 23. a) Tensions del bus 14. b) Potència reactiva generada pel generador del bus 14.

Per últim, s'analitzen els costos d'operació degut a les importacions/exportacions, les pèrdues de les línies, la generació convencional, la reducció de potència renovable i la degradació de les bateries. La Figura 24 mostra els costos esmentats pels 3 perfils de potència fotovoltaica.

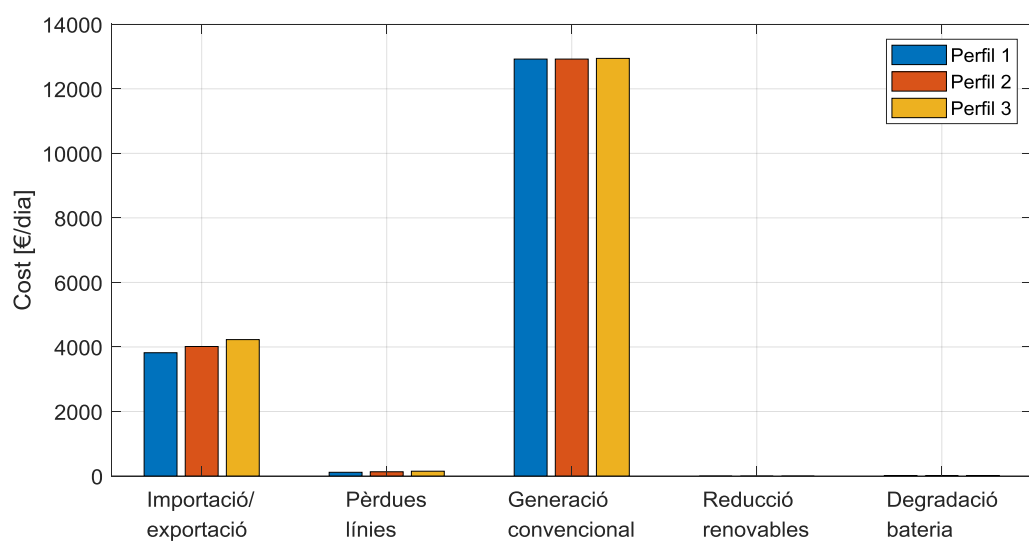


Figura 24. Costos d'operació de la xarxa.

S'observa que el cost més elevat és de la generació convencional que equival a 542 €/MWh. El cost de les importacions, com s'ha explicat anteriorment, disminueix en el cas del perfil 1 degut a que s'entrega més potència fotovoltaica. En valor mig, el cost de l'energia és de 60 €/MWh. Les pèrdues, per tant, suposen també un cost de 60 €/MWh. Per últim, s'observa que no es retalla la potència fotovoltaica disponible (100 €/MWh) i que el cost de degradació de les bateries (13 €/MWh de mitja) és molt baix en comparació a la resta de costos (8 €/dia respecte els 12.920 €/dia dels dièlsels, 4.015 €/dia d'importacions i 132 €/dia en pèrdues).

#### 6.4.2 Escenari amb major penetració de potència fotovoltaica

Com mostra la Figura 4, la potència renovable es preveu que incrementi en els propers anys. S'espera que s'instal·li tant a nivell de transport com distribució. És per aquest motiu, que s'ha volgut testear la xarxa de distribució del cas d'estudi amb un escenari amb major penetració de DRES i veure quin impacte té a la tensió. En aquest cas, la demanda s'ha mantingut igual a la dels casos anteriors. La Figura 25 mostra la potència fotovoltaica actual i l'increment en aquest nou escenari als busos on s'ha instal·lat. No s'ha modificat la potència instal·lada als busos que no es mostren a la Figura 25.

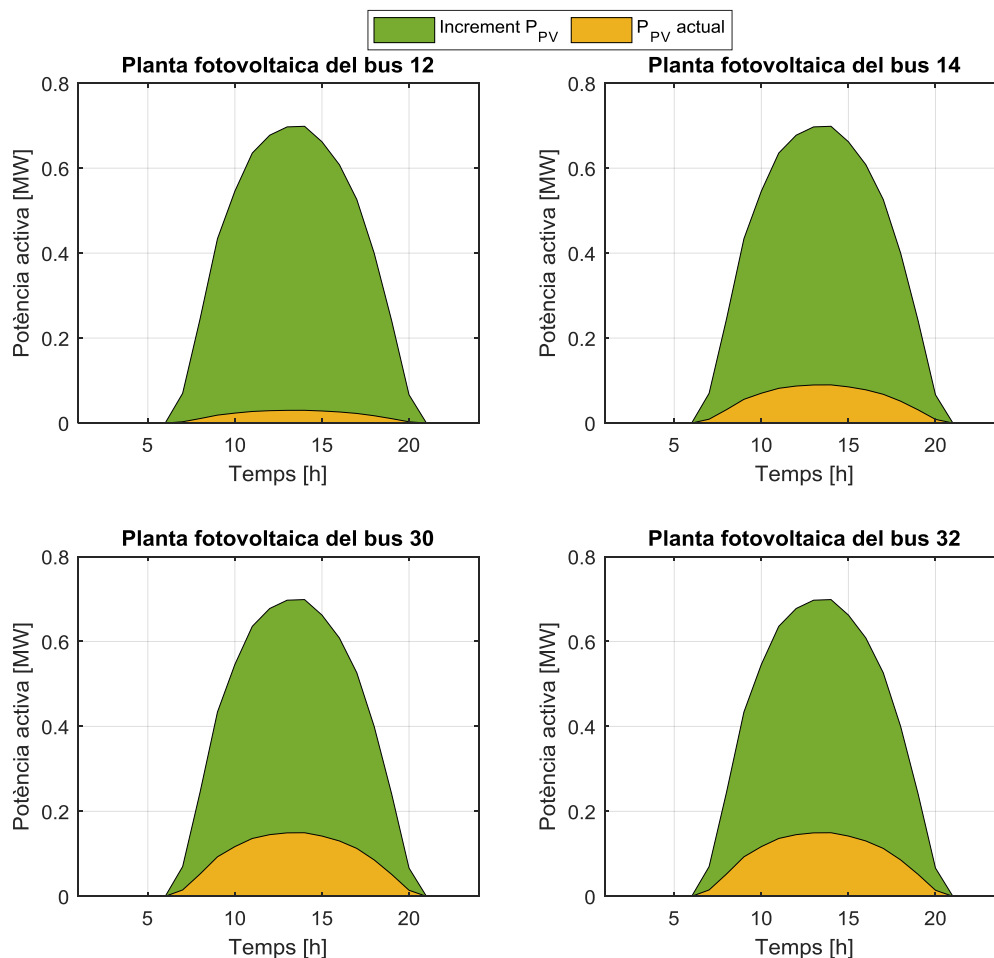


Figura 25. Generació fotovoltaica a l'estat actual i amb major penetració del recurs.

Analitzant el nou repartiment de potències de la xarxa a la Figura 26, pot observar-se l'increment en energia entregada pels generadors fotovoltaics respecte els escenaris anteriorment mostrats (32,0% respecte el 7,2% en el millor dels casos, respectivament). També es pot observar que la potència dels generadors convencionals és constant amb una participació del 26,6%. La potència importada, per la seva part, disminueix considerablement (del 66,2-72,6% al 41,1% actual). Per últim, l'operació de les bateries és similar degut a que en cap moment hi ha excedent d'energia fotovoltaica (0,3% de l'energia total).

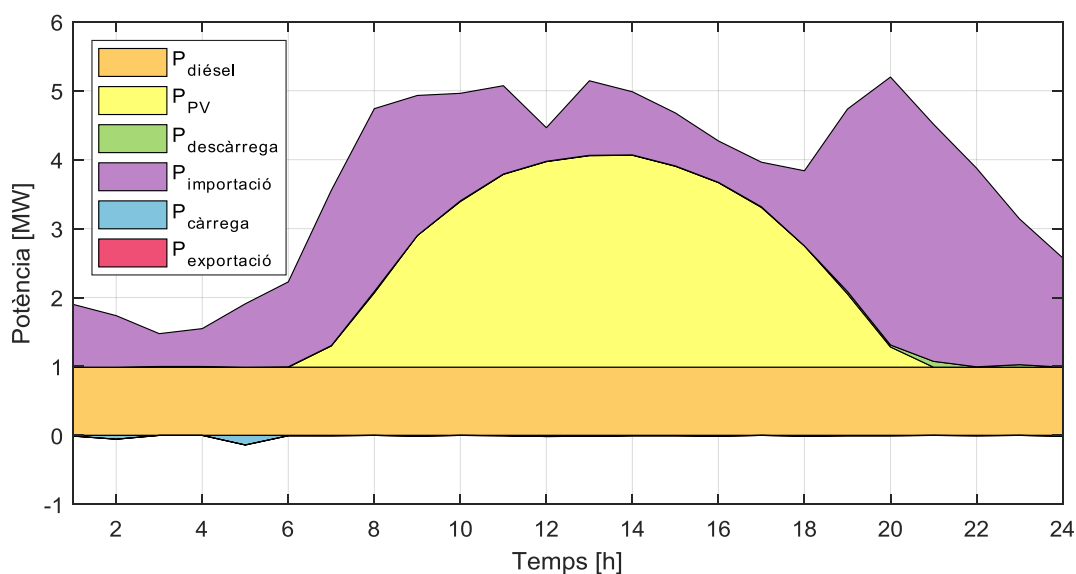


Figura 26. Potències dels generadors, bateria i importacions/exportacions.

Al tenir la generació distribuïda, les pèrdues de línies elèctriques disminueixen obtenint un rendiment del 99,0%. Per altra banda, s'ha analitzat la tensió dels busos amb l'increment de la potència fotovoltaica. La Figura 27.a mostra les tensions de tots els busos al llarg dels  $T$  períodes. Es pot observar, que la tensió als busos on s'ha incrementat la generació fotovoltaica (12, 14, 30 i 32) i adjacents, arriba fins als 1,03 p.u. Aquest comportament és degut a que la planta entrega tota la potència reactiva que li sol·licita la demanda fent augmentar la tensió del bus (es té el control  $Q - v$  desactivat). Tot hi no ser crític, en escenaris amb un increment superior de la potència fotovoltaica instal·lada pot ocasionar sobretensions a la xarxa. En aquest cas, per tant, es fa necessària la activació del control  $Q - v$  com a mínim als generadors renovables. La Figura 27.b mostra les tensions amb el control activat als DRES que han incrementat la potència instal·lada. La corba potència reactiva-tensió implementada es mostra a la Taula 13.

A la Figura 27.b es pot observar que els busos 12, 14, 30 i 32, i adjacents, deixen de tenir tensions superiors a 1,03 p.u. S'ha pogut comprovar, per tant, que la implementació de la corba  $Q - v$  en plantes fotovoltaïques de potència 0,7 MW permet regular la tensió de bus. Els busos que apareixen amb tensions properes a 0,94 p.u. no se'ls ha aplicat el control de

tensió.

Taula 13. Paràmetres de la corba Q-V implementada.

Paràmetre	Valor	Unitat
$db_{pos}$ i $db_{neg}$	0,00	[p.u.]
$v_{pos}$	0,95	[p.u.]
$v_{neg}$	1,05	[p.u.]

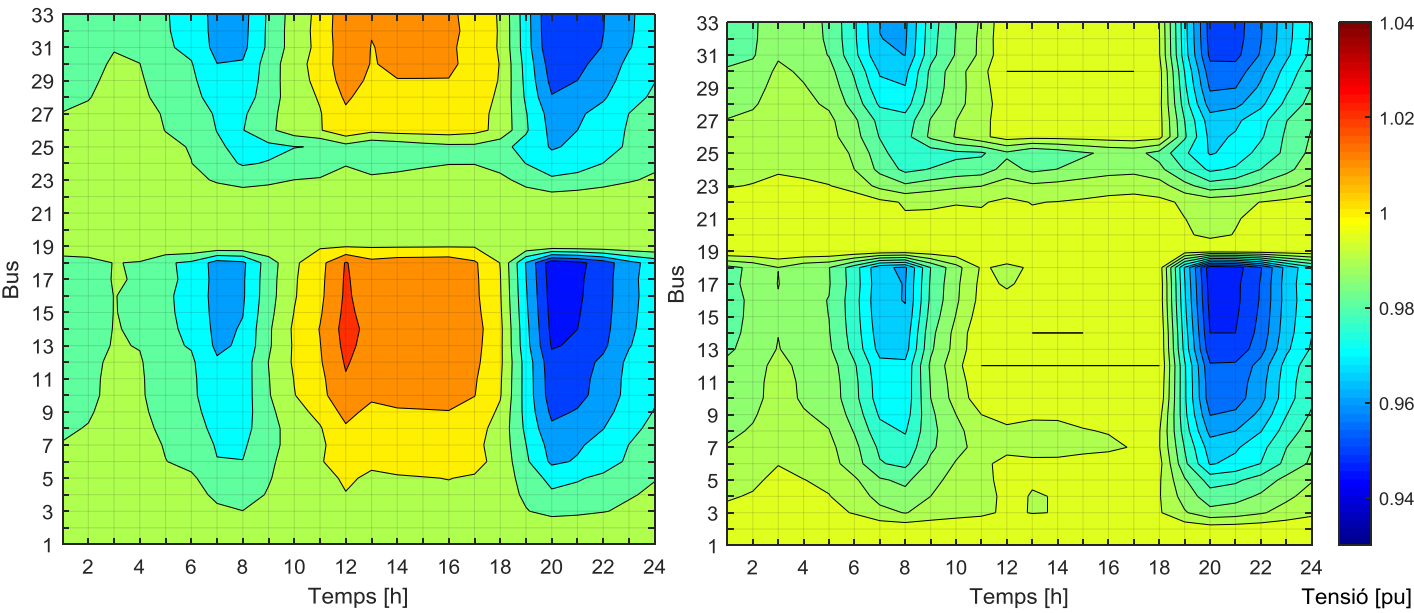


Figura 27. a) Tensions sense control Q-V. b) Tensions amb control Q-V.

## Conclusions

L'objectiu de la implementació d'una eina per l'optimització de l'operació de xarxes de distribució activa és permetre la gestió dels DRES i reducció dels costos d'operació dels elements que la formen (generadors, bateries, línies i interconnexions) alhora que es segueixen els ombralls i procediments d'operació que sorgeixen de la (UE) 2016/631 [14]. En aquest sentit, s'han creat models economicotècnics de generador convencional, renovable i bateries que permeten aportar flexibilitat i suport a la tensió de la xarxa. A més a més, l'algorisme s'ha formulat de forma genèrica permetent la implementació de xarxes de distribució amb qualsevol topologia i distribució dels elements que la formen. També, s'ha estructurat per blocs facilitant la incorporació de nous models i/o millora dels existents, com per exemple afegir flexibilitat a la demanda. Un cop implementat i validat l'algorisme per l'optimització de l'operació de xarxes de distribució actives, s'han extret les següents conclusions:

- Referent a l'algorisme implementat, s'aconsegueix la seva convergència en tots els casos estudiats. Per tant, es pot assegurar que la solució obtinguda és factible i, per la formulació matemàtica utilitzada (optimització lineal entera mixta amb termes quadràtics a les restriccions) i la comprovació de la seva convexitat, és un òptim global. Com a resultat, s'obté una minimització dels costos d'operació de la xarxa.
- Referent als DRES, l'eina implementada permet gestionar-los aportant les consignes de potència activa i reactiva pels generadors i, a més, estat de càrrega a les bateries.
- Referent a l'operació de la xarxa de distribució, s'aconsegueix un balanç de potències entre generació i demanda al llarg del període estudiat. Per altra banda, s'obté un rendiment de les línies de distribució superior al mínim establert a [45]. Tant les tensions com corrents no superen els límits mínims i màxims definits. No obstant, els busos final de línia, principalment, presenten subtensions en moments determinats. És per aquest motiu, que és necessari buscar solucions per elevar la tensió en aquets nodes. S'ha proposat la inclusió de compensadors de potència reactiva, transformadors elevadors amb canvi de taps automàtics o D-FACTS a les zones de la xarxa més crítiques.
- Referent a l'operació en escenaris amb major penetració de DRES, s'ha observat un increment de la tensió als busos on s'augmenta la generació. Si aquesta addició de potència instal·lada és elevat i no s'opera amb un control potència reactiva-tensió, poden aparèixer sobretensions als busos. En aquest sentit, s'han de dur a terme estratègies per mantenir les tensions properes als valors nominals. Aquest projecte ha estudiat la inclusió del control  $Q - v$  als parcs fotovoltaics amb potència instal·lada de 0,7 MW. S'ha comprovat que aquesta solució és vàlida per reduir les sobretensions de la xarxa. Per altra banda, s'ha observat que l'increment de DRES

permet la reducció de les pèrdues de distribució.

- Referent als procediments d'operació aplicats [15], s'ha observat la necessitat de incloure dins els P.O. els sistemes d'emmagatzematge mitjançant bateries ja que la tecnologia existent permet donar suport a la xarxa. Per altra banda, en escenaris amb major penetració de DRES pot ser necessària l'aplicació dels requisits de control de tensió/potència reactiva en generadors de potència inferior a la definida a la normativa en zones on hi hagi fluctuacions de tensió remarcables ( $\pm 5\%$ ).

La formulació de l'algorisme per operar ADN és genèrica i, per tant, permet la seva aplicació a qualsevol topologia de xarxa. Les conclusions extreïdes derivades de l'anàlisi de resultats del cas d'estudi són vàlides per aquesta xarxa de distribució i no directament extrapolables a altres xarxes. Algunes d'elles són generalitzables, com en l'augment de tensió o reducció de les pèrdues degut als DRES. No obstant, alguns paràmetres com els perfils de demanda i generació renovable, la capacitat de les línies o el cost d'operació dels elements de la xarxa, influeixen en l'operació de la xarxa i les tensions obtingudes.

## Treballs futurs

A l'inici del projecte es fa referència a que l'objectiu final d'aquest és obtenir una eina informàtica que permeti integrar tots els elements flexibles de la xarxa de distribució per obtenir una planificació de l'operació òptima. En aquest projecte, s'implementa la generació convencional i les bateries. No obstant, hi ha elements que no s'han modelat, com la demanda flexible, els transformadors amb canvi de *taps* automàtics o les reconfiguracions. Aquests elements s'estan creant externament al projecte. Per tant, com a treball futur apareix l'agrupació de tots models de flexibilitat en un únic model. Per altra banda, pot ser interessant analitzar la ubicació de bateries o nous DRES des d'un punt de vista d'impacte en la qualitat del servei. També pot ser interessant utilitzar la planificació d'operació obtinguda per aquesta eina a una xarxa real. Finalment, es pot utilitzar la formulació genèrica i l'estructura de l'algorisme per crear una eina d'optimització de xarxes de distribució en temps real.

El futur dels sistemes elèctrics s'espera que sigui descarbonitzat, descentralitzat i digitalitzat [46]. Aquests canvis impliquen un increment en la complexitat d'operabilitat de les xarxes. Per aquest motiu, és necessari seguir desenvolupant models eficients de gestió de xarxes elèctriques que permetin incloure nous actors, tecnologies i DRES alhora que es garanteix l'accés a l'energia elèctrica als consumidors.



## Pressupost

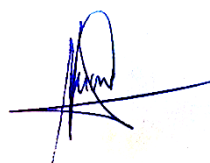
A continuació, es mostra la informació relacionada amb els costos d'enginyeria associats a la realització del projecte.

Descripció	Unitats	Preu	Total (€)
<b>Treball d'enginyeria</b>			
Costos de personal			
Estudi previ del projecte	30 h	30 €/h	900
Implementació i validació de l'algorisme	260 h	30 €/h	7.800
Elaboració de la documentació	70 h	30 €/h	2.100
Costos de gestió	1	50 €	50
Costos administratius	1	200 €	200
<b>Subtotal</b>			11.050
<b>Recursos informàtics</b>			
Ordinador de sobretaula	0,2	1.500 €	300
Llicència MATLAB®	0,25	6.000 €	1.500
Llicència GAMS®	1	700 €	700
<b>Subtotal</b>			2.500
Total brut			13.550
I.V.A. 21 %			2.846
Total pressupost			€ 16.396

El pressupost d'execució per contracte del projecte *Optimització de l'operació de xarxes de distribució actives* importa la quantitat de SETZE MIL TRESCENTS NORANTA SIS EUROS (16.396 €). Aquest pressupost té una validesa de dos anys a partir de la data d'entrega.

Barcelona, gener de 2019.

Autor del projecte: Marc Galceran Feixas





## Estudi de l'impacte ambiental

Els resultats obtinguts al projecte són a nivell d'estudi i simulació. Per tant, l'impacte ambiental del projecte és només degut a la seva realització.

### Impacte del projecte

A continuació, s'estudia l'impacte ambiental de la realització del present projecte. En aquest estudi s'identifica, avalua i descriu l'energia necessària i els quilograms de CO<sub>2</sub> generats. Els elements que generen un impacte ambiental es poden dividir en aparells electrònics i transport.

#### Aparells electrònics

En aquest apartat es consideren els aparells electrònics que consumeixen energia pel seu funcionament: ordinador de sobretaula, ratolí i calefacció de l'àrea de treball. El consum degut a calefacció es divideix pel nombre d'ocupants del lloc de treball, en aquest cas 10 persones. Aquest valor es multiplica pel nombre d'hores dedicat al projecte (360 h). Per passar de kWh a kg de CO<sub>2</sub> s'estima que el mix de la península Ibèrica al 2017 genera 0,247 kg CO<sub>2</sub>/kWh [47]. La Taula 14 mostra els consums dels aparells electrònics i de climatització.

*Taula 14. Consums energètics i de CO<sub>2</sub> dels aparells electrònics i climatització.*

Aparell	Potència (kW)	Temps (h)	Energia (kWh)
Ordinador de sobretaula	0,178	360	64,1
Ratolí	0,002	360	0,7
Calefacció	1,3/10	360	46,8
Total			111,6 kWh
Total			27,57 kg CO <sub>2</sub>

#### Transport

Pel cas del transport es consideren els mitjans necessaris per arribar al lloc de treball, en aquest cas el metro. Les emissions per passatger i quilòmetre pel metro de Barcelona són de 25 g de CO<sub>2</sub> [48]. Considerant que s'han realitzat 60 viatges d'anada i tornada amb un recorregut de 2,5 km. La Taula 15 mostra les emissions de CO<sub>2</sub> pel cas d'anar en transport públic.

Taula 15. Emissions de CO<sub>2</sub> pel metro de Barcelona.

Transport	Passatgers	km	Consum (kg CO <sub>2</sub> )
Metro	1	300	7,5
Total			7,5 kg CO <sub>2</sub>

## Impacte de l'execució del projecte

El càlcul de l'impacte ambiental dels equips necessaris i la seva repercussió a la xarxa de distribució és molt complex. A més a més, aquestes millores en la gestió s'implementaran de forma gradual els quals tindran un gran impacte tant positiu com negatiu al medi ambient.

Per una banda, s'hauran d'implementar equips de mesura i monitoreig per poder a la generació distribuïda, en alguns trams de la xarxa de distribució, als consumidors i als nous equips de bateries. El seu disseny, fabricació i instal·lació suposarà una despesa energètica i de recursos important que comportarà associat un component contaminant. Per altra banda, també s'ha de considerar l'impacte visual i acústic que comporta la instal·lació d'alguns equips.

Un cop implementades les millores en la gestió de la xarxa de distribució, l'impacte ambiental serà positiu degut a una reducció de les emissions de CO<sub>2</sub>. Això serà possible gràcies a un increment de la flexibilitat de en la generació renovable i en els sistemes d'emmagatzematge. A més a més, amb el sistema de gestió implementat es permet augmentar la vida útil dels elements de la xarxa.

## Agraïments

En primer lloc, voldria expressar el meu agraïment a la directora d'aquest projecte, la Dra. Mònica Aragüés, per tot el suport i ajuda aportats com també a CITCEA-UPC per la confiança dipositada en mi.

En segon lloc, vull agrair especialment la gran ajuda, suport i dedicació desinteressat que ha aportat el Dr. Eduard Bullich en aquest treball. Sense les seves contribucions, el seu temps i les seves idees, aquest projecte no hagués estat possible.

En tercer lloc, agraeixo a la National Renewable Laboratory l'haver-me facilitat de manera desinteressada dades d'irradiància solar per aquest projecte.

Per últim, vull agrair a ma mare l'haver-me donat tot el suport moral i humà necessari per la consecució d'aquest projecte com també del Màster Universitari en Enginyeria Industrial.



## Bibliografia

- [1] European Commission, *ICT for a Low Carbon Economy Smart Electricity. Smart Electricity Distribution Networks*. Brussels, 2009.
- [2] European Commission, “2020 climate & energy package.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies>. [Accessed: 19-Jul-2018].
- [3] European Parliament and the Council of the European Union, *Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community’s greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020*. 2009, pp. 136–148.
- [4] European Commission, “Green Paper - A 2030 framework for climate and energy policies,” pp. 1–16, 2013.
- [5] R. Cleetus, S. L. Clemmer, and D. Friedman, *Climate 2030: A National Blueprint for a Clean Energy Economy (2009)*. Union of Concerned Scientists, 2009.
- [6] M. J. Barrett, “Challenges and Requirements for Tomorrow’s Electrical,” no. June, 2016.
- [7] C. Wang, J. Wu, J. Ekanayake, and N. Jenkins, *Smart Electricity Distribution Networks*. CRC Press, 2017.
- [8] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, “Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey,” *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 14, no. 4, pp. 944–980, 2012.
- [9] D. Jones, A. Sakhel, M. Buck, and P. Graichen, “The European Power Sector in 2017,” *Agora Energiewende and Sandbag*, 2018.
- [10] European Commission, “Energy Roadmap 2050,” Brussels, 2011.
- [11] E. Bullich-Massagué, F. Díaz-González, M. Aragüés-Peñalba, F. Girbau-Llistuella, P. Olivella-Rosell, and A. Sumper, “Microgrid clustering architectures,” *Appl. Energy*, vol. 212, no. August 2017, pp. 340–361, 2018.
- [12] M. Galceran-Feixas, M. Aragües-Penalba, E. Bullich-Massague, J. A. Vidal-Clos, and O. Gomis-Bellmunt, “Multi-period power management optimization for operating isolated hybrid microgrids,” *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018–Janua, pp. 1–6, 2018.
- [13] B. P. SWAMINATHAN, *Operational Planning of Active Distribution Networks – Convex Relaxation under Uncertainty*. Grenoble, 2017.
- [14] Comisión Europea, “Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red,” *D. Of. la Unión Eur.*, no. 112, 27 de abril, pp. 1–68, 2016.

- [15] Red Eléctrica de España, "Propuesta P.O.12.2. Instalaciones de generación y demanda: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad," España, 2018.
- [16] Ministerio de Industria de España, "Procedimientos de operación PO12.1, PO12.2, PO13.3," *Boletín Of. Estado*, vol. 51, pp. 7405–7430, 2005.
- [17] P. Kundur, "Power System Stability And Control." Toronto, Ontario, p. 1199, 1993.
- [18] Hydro Review, "T.W. Sullivan: Power Station at the End of the Oregon Trail," *HCI Publ.*, no. October, p. 2, 1995.
- [19] R. Marquardt, "Modular Multilevel Converter: An universal concept for HVDC-Networks and extended DC-Bus-applications," in *The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA* -, 2010.
- [20] E. Michalena and J. M. Hills, "Renewable and Conventional Electricity Generation Systems: Technologies and Diveristy of Energy Systems"," in *Lecture Notes in Energy*, vol. 23, London, 2013.
- [21] E. Rivero, P. Mallet, E. France, M. Sebastian-viana, J. Stromsather, and M. Baron, "EVOLVDSO : Assesment of the Future Roles of DSOs ,Future Market Architectures and Regulatory Frameworks for Network Integration of DRES," in *23rd International Conference on Electricity Distribution*, 2015, p. 5.
- [22] Comission of the European Communities, "Second report to the council and the European Parliament on harmoniasation requirements - Directive 96/92/EC," Brussels, 1999.
- [23] M. Oriolo, *La desregulación del Mercado de Energía y la nueva regulación . La política energética . El caso europeo Miriam Oriolo Texto de Discusión N° 54 ISBN 987-519-119-1*. 2004.
- [24] Eurostat, "Energy statistics - supply, transformation and consumption," 2016. [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data>.
- [25] European Environmental Agency, *Renewable energy in Europe — recent growth and knock-on effects*, no. 1. 2016.
- [26] A. Ulbig and G. Andersson, "Analyzing operational flexibility of electric power systems," *2014 Power Syst. Comput. Conf.*, pp. 1–8, 2014.
- [27] C. D'Adamo, S. Jupe, and C. Abbey, "Global survey on planning and operation of active distribution networks - update of CIGRE C6.11 working group activities," *IET Conf. Publ.*, no. July 2009, pp. 555–555, 2009.
- [28] European Commission, "Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión de 17 de agosto de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de demanda a la red," 2016.
- [29] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, "A review of energy storage technologies for wind power applications," *Renew. Sustain. Energy*



Rev., vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, 2012.

- [30] L. M. Haupt, “Centralised Battery Flexibility Assessment for Imbalance Management in Spain considering Li-Ion Degradation Mechanism,” Universitat Politècnica de Catalunya, 2018.
- [31] C. Prof, K. Strunz, C. Abbey, C. Andrieu, R. C. Campbell, and R. Fletcher, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, C6.04. CIGRE, 2009.
- [32] M. Galceran-Feixas, “Optimización de la operación de plantas fotovoltaicas híbridas aisladas,” Universitat Politècnica de Catalunya, 2016.
- [33] Zuse Institute Berlin, “SCIP (Solving Constraint Integer Programs),” 2018. [Online]. Available: <https://scip.zib.de/>. [Accessed: 14-Dec-2018].
- [34] OMIE, “Mercado diario,” 2018. [Online]. Available: <http://www.omie.es>. [Accessed: 14-Dec-2018].
- [35] B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [36] M. Baran and F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, pp. 1401–1407, 1989.
- [37] Red Eléctrica de España, “Propuesta de umbrales de capacidad máxima para generadores,” España, 2016.
- [38] B. T. Kabelfabriek, “TWEENPOWER Medium-voltage XLPE cables.”
- [39] M. Mueller-Stoffels *et al.*, “Diesel Generator Fuel Consumption Under Dynamic Loading,” Alaska, 2017.
- [40] Global Petrol Prices, “Diesel prices,” 2018. [Online]. Available: [https://www.globalpetrolprices.com/Spain/diesel\\_prices](https://www.globalpetrolprices.com/Spain/diesel_prices). [Accessed: 10-Nov-2018].
- [41] OMIE, “Precio horari del mercado diario,” 2018. [Online]. Available: <http://www.omie.es/reports>. [Accessed: 10-Nov-2018].
- [42] D. Q. Hung, N. Mithulananthan, and K. Y. Lee, “Determining PV penetration for distribution systems with time-varying load models,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 3048–3057, 2014.
- [43] S. P. Durrani, S. Balluff, L. Wurzer, and S. Krauter, “Photovoltaic yield prediction using an irradiance forecast model based on multiple neural networks,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 255–267, 2018.
- [44] A. Sengupta, “Oahu Measurement Grid (1-Year Archive): 1-Second Solar Irradiance,” *NREL Report No. DA-5500-56506*, 2010. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.5439/1052451>. [Accessed: 21-Nov-2018].
- [45] D. Martínez, “Diseño de redes de distribución y centros de transformación para una

urbanización de viviendas,” Universidad Politécnica de Cartagena, 2014.

- [46] F. Girbau-Ilistuella, “Contribution to the Operation of Smart Rural Distribution Grid with Energy Resources for Improvement of the Quality of Service,” Universitat Politècnica de Catalunya, 2018.
- [47] Red Eléctrica de España, “Series estadísticas nacionales: Emisiones de CO2 asociadas a la generación”, 2018. [En línia]. Available: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/>. [Últim accés: 21 31 2018].
- [48] TMB, “TMB en acció, un viatge sostenible”, 2014. *TMB Fundació*.